

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

Diego Bittencourt

**DETERMINAÇÃO DO NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA PARA GRANDES CONSUMIDORES
BASEADO EM TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DO RISCO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Edson Luiz da Silva.

Florianópolis

2011

Catalogação na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

B624d Bittencourt, Diego

Determinação do nível ótimo de contratação de energia elétrica para grandes consumidores baseado em técnicas de gerenciamento do risco [dissertação] / Diego Bittencourt ; orientador, Edson Luiz da Silva. – Florianópolis, SC, 2011. 109 p.: il., grafs., tabs.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica – Consumo. 3. Avaliação de .riscos. 4. Monte Carlo, simulação de. I. Silva, Edson Luiz da. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título

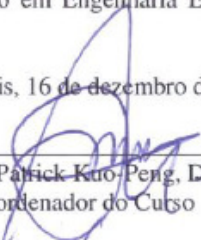
CDU 621.3

Diego Bittencourt

**DETERMINAÇÃO DO NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA PARA GRANDES CONSUMIDORES
BASEADO EM TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DO RISCO**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica” e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 16 de dezembro de 2011.



Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC



Prof. Jorge Coelho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC



Prof. Rafael Nilson Rodrigues, Dr.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina -
IFSC



Prof. Rubiapiara Cavalcante Fernandes, Dr.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina -
IFSC

Dedico este trabalho às pessoas que estiveram ao meu lado com apoio e incentivo para que ele pudesse ser concluído.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Arno Bittencourt e Claudete da Rocha Bittencourt, pelo apoio e pela total confiança que depositaram em mim.

À minha companheira, Brigida Uarthe Decker, que fez com que eu acreditasse que seria possível, além de estar sempre ao meu lado proporcionando meu crescimento pessoal.

Ao meu orientador, professor Edson Luiz da Silva, que, além da orientação acadêmica, me transmitiu lições que muito me auxiliam na minha formação pessoal e profissional.

Ao Vitor Luiz de Matos, que com seu conhecimento colaborou para o direcionamento da pesquisa.

Ao meu amigo Daniel Tenfen, pela troca de conhecimento e apoio no fechamento deste trabalho.

A todos os outros amigos do Labplan, pela troca de experiências e por serem sempre tão atenciosos.

Ao Cesare Quinteiro Pica, pelo apoio no término desta dissertação, dando suporte para que eu pudesse me concentrar na finalização deste trabalho.

Agradeço principalmente a Deus, por ter me dado saúde e paz para que pudesse alcançar mais um objetivo em minha vida.

“A gerência do risco não diz respeito a decisões futuras e sim ao futuro das decisões presentes.”

(Charette, R.N. Information Technology Risk Engineering, 2010)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para determinação do nível ótimo de contratação de energia elétrica, tendo como objetivo a minimização do valor esperado do risco ao mercado spot, para grandes consumidores. Para aplicação da metodologia, são avaliados três consumidores com diferentes perfis de consumo, e são criadas curvas empíricas de distribuição de probabilidade normal e log-normal com intuito de representar os dados utilizados de consumo mensal de energia elétrica e da média mensal do preço de liquidações de diferenças, respectivamente. Na continuidade, é utilizada a simulação Monte Carlo, na busca por estabelecer, aleatoriamente, cenários futuros de consumo e preço de energia elétrica. Posteriormente, são simulados possíveis cenários de contratação de energia elétrica, e a convolução destas curvas empíricas faz com que sejam obtidos os valores de exposição ao mercado spot. O risco à não contratação de energia elétrica, é quantificado por ferramentas de análise de decisão sob risco utilizadas na indústria financeira. Tendo em vista a redução do valor esperado do risco, são propostas a gestão integrada do risco e o uso da geração de energia elétrica com o óleo diesel. Neste trabalho, propõe-se um modelo computacional baseado na técnica de simulação Monte Carlo, que auxilie o tomador de decisões na definição do quanto de energia elétrica deve ser contratada. O modelo proposto é aplicado ao Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de demonstrar sua viabilidade prática e conceitual.

Palavras-chave: Nível ótimo de contratação. Análise do risco. Gestão integrada do risco. Convolução Monte Carlo.

ABSTRACT

This work presents a methodology for determining the optimal level for purchasing electricity, with the purpose of minimizing the risk to the expected value of spot market, for large consumers. For application of the methodology are assessed three consumers with different consumption characteristic, and are created empirical probability distribution of normal and log-normal curves with the aim of representing the data used for monthly consumption of electricity and the monthly average settlement price differences, respectively. Continuing, it uses a Monte Carlo simulation, in seeking to establish, at random, future scenarios of consumption and price of electricity. Subsequently, possible scenarios are simulated of electricity hiring, and convolution of these empirical curves makes them obtained the values of exposure to the spot market. The risk of non-contracting electricity is quantified by analysis tool used for decision making under risk in the financial industry. In order to reduce the expected value of risk, are proposed integrated management of risk and use of electric power generation with diesel oil. In this works, we propose a computational model based on Monte Carlo simulation technique, which helps the decision maker in defining how much power should be hired. The proposed model is applied to the Brazilian Electricity Sector, in order to demonstrate its practical and conceptual feasibility.

Keywords: Optimal level of hiring. Risk analyses. Integrated Management of risk. Monte Carlo Convolution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resumo das formas de contratação de energia elétrica – Consumidores do Grupo A	32
Figura 2 – Mapa dos submercados do Sistema Elétrico Brasileiro.	39
Figura 3 – Representação da participação do mercado spot quando a energia contratada é inferior à verificada.	40
Figura 4 – Formação da gestão do risco.	41
Figura 5 – Exemplo de perfil de valores para auxílio na decisão de implantação de um sistema de geração eólica.	46
Figura 6 – Representação de uma matriz de decisões 2x2.	47
Figura 7– Representação de uma árvore de decisões com quatro possíveis resultados.	47
Figura 8 – Curva de distribuição normal com a representação dos pontos onde incidem os critérios de gestão dos riscos (VaR e CVaR).	55
Figura 9 – Técnica de simulação Monte Carlo comumente utilizada.	58
Figura 10 – Distribuição Normal padronizada com grau de confiança de 95%, e a representação do respectivo valor crítico.	62
Figura 11 – Diagrama de blocos da metodologia proposta para a obtenção do nível ótimo de contratação.	64
Figura 12 – Tipos de Funções de Utilidade.	65
Figura 13 – Detalhamento da “convolução” entre as curvas de consumo e o preço no mercado spot de energia elétrica	73
Figura 14 – Níveis de contratação escolhidos para simulação.	75
Figura 15 – Influência do CVaR e Cc na definição do ponto ótimo de contratação.	76
Figura 16 – Curva dos Níveis de contratação pelo CVaR+CC para empresa A.	81
Figura 17 – Curva dos níveis de contratação pelo CVaR+CC para a empresa B.	86
Figura 18 – Curva dos níveis de contratação pelo CVaR+CC para a gestão integrada.	93
Figura 19 – Etapas de formação de uma série uniforme de custos com geração.	95
Figura 20 – Meses e porcentagem do valor do risco evitado na presença do gerador diesel.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Grupo A – Subgrupos e suas tensões de fornecimento	30
Tabela 2 – Critérios vigentes para se tornar consumidor livre	31
Tabela 3 – Critérios de Tomada de Decisão sob Incertezas Não -Probabilísticas e Probabilísticas	48
Tabela 4 – Grau de confiança e respectivo valor crítico de Z.	61
Tabela 5 – Dados do preço spot obtidos da base de dados históricos.	69
Tabela 6 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa A obtidos da base de dados históricos.....	69
Tabela 7 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa B obtidos da base de dados históricos.....	70
Tabela 8 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa C obtidos da base de dados históricos.....	70
Tabela 9 – Valores de Exposição Máxima para a empresa A, com nível de confiança de 95% (1º semestre).....	77
Tabela 10 – Valores de Exposição Máxima para a empresa A, com nível de confiança de 95% (2º semestre).....	77
Tabela 11 – Valores de CVaR e CC para a empresa A, com nível de confiança de 95% (1º semestre)	78
Tabela 12 – Valores de CVaR e CC para a empresa A, com nível de confiança de 95% (2º semestre)	79
Tabela 13 – Soma dos Valores de CVaR e CC ao longo do ano para a empresa A, com nível de confiança de 95%	80
Tabela 14 – Valores de Exposição Máxima para a empresa B, com nível de confiança de 95% (1º semestre).....	82
Tabela 15 – Valores de Exposição Máxima para a empresa B, com nível de confiança de 95% (2º semestre).....	82
Tabela 16 – Valores de CVaR e CC para a empresa B, com nível de confiança de 95% (1º semestre)	83
Tabela 17 – Valores de CVaR e CC para a empresa B, com nível de confiança de 95% (2º semestre)	84
Tabela 18 – Soma dos Valores de CVaR e CC ao longo do ano para a empresa B, com nível de confiança de 95%.....	85
Tabela 19 – Valores de Exposição Máxima para a empresa C, com nível de confiança de 95% (1º semestre).....	87
Tabela 20 – Valores de Exposição Máxima para a empresa C, com nível de confiança de 95% (2º semestre).....	87
Tabela 21 – Valores de CVaR e CC para a empresa C, com nível de confiança de 95% (1º semestre)	88
Tabela 22 – Valores de CVaR e CC para a empresa C, com nível de confiança de 95% (2º semestre)	89
Tabela 23 – Soma dos Valores de CVaR e CC ao longo do ano para a empresa C, com nível de confiança de 95%.....	90

Tabela 24 – Resultados de cada empresa e atuação da gestão integrada	92
Tabela 25 – Resultados da simulação para a gestão de risco integrada	93
Tabela 26 – Resultado da gestão de risco integrada	93
Tabela 27 – Meses e porcentagem do valor do risco evitado na presença do gerador diesel	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Cap	Preço máximo para energia elétrica
Cc	Custo de Contrato
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVEE	Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica
CVaR	Conditional Value at Risk (Valor Condicional do Risco)
Floor	Preço mínimo para energia elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
Nc	Nível de Contratação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
VaR	Value at Risk (Valor do Risco)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	23
1.1 OBJETIVOS	23
1.1.1 Objetivo geral	24
1.1.2 Objetivos específicos.....	24
1.1.3 Estado da Arte	24
1.1.4 Principais Contribuições.....	26
1.1.5 Estrutura da dissertação	26
2 DESCRIÇÃO GERAL DO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	29
2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	29
2.2 VISÃO GERAL DO CONSUMIDOR.....	29
2.3 METODOLOGIA DE GESTÃO DO RISCO PARA O CONSUMIDOR.....	33
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
3 DESCRIÇÃO GERAL DO PROBLEMA.....	37
3.1 INTRODUÇÃO	37
3.2 INCERTEZA DO CONSUMO	37
3.3 INCERTEZA DO PREÇO SPOT	38
3.4 DILEMA: CONTRATAR QUANTO?	39
3.5 RISCO X OPORTUNIDADE.....	40
3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
4 TÉCNICAS DE ANÁLISE DO RISCO	45
4.1 ANÁLISE DA DECISÃO.....	45
4.2 TÉCNICAS PARA ANÁLISE E DECISÃO SOB INCERTEZAS	47
4.2.1 Critérios de decisão sob Incertezas Não-Probabilísticas	48
4.2.2 Critérios de decisão sob Incertezas Probabilísticas	53
4.3 GESTÃO DO RISCO BASEADO NO USO DO VAR E CVAR ..	54

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
5 TÉCNICA DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO	57
5.1 CONHECENDO A SIMULAÇÃO MONTE CARLO	57
5.2 APLICAÇÃO DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO.....	58
5.3 DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE AMOSTRAS.....	61
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	62
6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SUA APLICAÇÃO	63
6.1 VISÃO GERAL DO PROBLEMA.....	63
6.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	65
6.2.1 Análise da convolução Monte Carlo por empresa.....	68
6.2.2 Gestão integrada do risco	91
6.2.3 Análise da geração própria de energia elétrica: forma isolada e forma conjunta.....	94
6.2.3.1 Custos anuais para o gerador diesel operando todos os meses	97
6.2.3.2 Custos anuais para o gerador diesel sem operar.....	99
6.2.3.3 Valor do risco evitado x custo para gerar energia elétrica	100
6.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	100
7 CONCLUSÕES.....	101
7.1 CONCLUSÕES	101
7.2 SUGESTÕES.....	101
REFERÊNCIAS.....	103
APÊNDICE A – DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS EMPRESAS A, B E C LOCALIZADAS NA REGIÃO SUL (PERÍODO DE 2006 A 2009)	107
APÊNDICE B – DADOS DOS PREÇOS MÉDIOS DO MERCADO SPOT PARA O SUBMERCADO DA REGIÃO SUL (PERÍODO DE 2006 A 2009).....	109

1 INTRODUÇÃO

Em alguns processos produtivos, a energia elétrica consumida por uma empresa pode gerar impactos significativos no preço do produto. A redução dos custos com energia elétrica poderia representar o diferencial competitivo e gerar maior lucratividade para empresa.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é visto como uma opção para o consumidor reduzir seus custos com energia elétrica, visto que o mesmo permite que se tome decisões sob risco, com os mercados de curto e longo prazo. Portanto, cabe ao consumidor se posicionar frente ao risco, podendo ter uma postura avessa, neutra ou propensa.

Segundo Pinheiro(2004), existem diversas teorias que explicam o comportamento dos consumidores. Dessas, destacam-se a teoria da racionalidade econômica, na qual o consumidor busca o maior benefício ao menor custo; a teoria comportamental, em que são avaliados o papel da aprendizagem, do ambiente e de suas influências (exemplificada aqui pela mudança de postura de alguns consumidores a partir do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001); e aquela que, segundo Pinheiro (2004), é a mais utilizada atualmente: a teoria cognitivista.

A teoria cognitivista aborda a compra como um processo de tomada de decisão, no qual a percepção, motivação, aprendizagem, atitudes, valores e personalidade são considerados fatores de influência.

O consumidor de energia elétrica está exposto a variações de consumo devido a fatores como sazonalidade e necessidade de aumento de produção, dessa forma, necessita segurança e garantia no fornecimento de energia elétrica . Por isso, conhecer algumas formas de avaliar e controlar o risco associado às suas possibilidades de escolha é um modo de auxiliá-lo a tomar decisões.

1.1 OBJETIVOS

A busca por desenvolver uma metodologia que auxilie na solução do problema da contratação de energia elétrica, motivou a realização deste trabalho.

1.1.1 Objetivo geral

Estabelecer o nível ótimo de contratação de um grande consumidor de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), tendo em vista o seu perfil de consumo e o risco à compra de energia no mercado spot.

1.1.2 Objetivos específicos

Pode-se citar os seguintes objetivos específicos para a resolução do problema proposto:

- fazer uso de simulação Monte Carlo para gerar cenários futuros de consumo e preço de energia elétrica;
- desenvolver um modelo computacional que auxilie na busca pelo nível ótimo de contratação de energia elétrica, segundo o perfil de consumo de cada empresa;
- utilizar o conceito de percepção do risco e aplicar as ferramentas de análise de decisão sob risco, como *Value at Risk* (VaR) e *Conditional Value at Risk* (CVaR);
- avaliar o impacto na mitigação do risco com uso de um modelo de gestão integrada do risco e da inserção de geração diesel.

1.1.3 Estado da Arte

Conejo e Carrión (2006) formulam uma técnica para solução do problema de contratação de energia elétrica para grandes consumidores. O objetivo do consumidor é minimizar o custo de aquisição, enquanto limita o risco de flutuação de preços no mercado spot por meio de um fator α escolhido. As fontes de fornecimento de energia incluem o mercado spot, os contratos bilaterais e a auto-produção. Por fim a formulação apresenta um estudo de caso de definição de contratação considerando 5 dias da semana, e para este período são considerados 2 contratos bilaterais diferentes nos horários tanto para o período de ponta quanto fora de ponta, assim como as penalidades por não cumprimento dos limites de compra de energia.

Carrión, Philpott, Conejo e Arroyo (2007) propõem o uso da programação estocástica para solução da definição do nível ótimo de contratação de energia elétrica. A formulação do problema visa minimizar o valor esperado do custo com compra de energia elétrica, a qual pode ser fornecida por meio de contratos bilaterais, mercado spot e a auto-produção. No entanto, a formulação proposta limita a volatilidade ao mercado spot incorporando o conceito de aversão ao risco, por meio do uso da metodologia do Conditional Value at Risk (CVaR). Na

solução do problema, é feita a divisão de um mês em quatro semanas, sendo que dentro deste intervalo o consumidor tem quatro opções de compra, e as decisões são feitas em momentos diferentes:

1. Os contratos bilaterais mensais são definidos no início do mês e cujo os níveis de consumo semanais são definidos no início de cada semana;
2. Contratos bilaterais semanais que são decididos no início de cada semana;
3. Compra ou venda do mercado spot as quais são decididas para o dia seguinte;
4. Auto-produção que também é decidida para o dia seguinte.

A fim de explicar o impacto da incerteza do preço spot sobre as decisões de contratação bilateral, é utilizada a programação estocástica multi-estágio.

Oliveira, Arfux e Teive (2006) utilizam a comparação entre 3 medidas de risco para a decisão do melhor portfólio de contratos, são elas: Variância média, perda máxima e a perda máxima média.

Técnicas de gerenciamento do risco são aplicadas, entre elas a teoria de Markowitz, Value at Risk e o Conditional Value at Risk na busca por melhorar a qualidade da decisão no problema de comercialização de energia. O problema também aborda o uso de contratos de derivativos, contrato de opções, para tentar mitigar o risco de contratação de energia elétrica. A formulação do problema busca estabelecer a melhor relação possível entre o retorno esperado e o valor do risco.

Por fim, o presente trabalho apresenta um estudo de caso do mercado brasileiro de comercialização de energia elétrica, no qual são considerados os direitos de compra e venda de energia em tempos diferentes de modo estático, ou seja, sem avaliar as operações em “tempo real”, e considerando um horizonte de 60 meses. Com estas condições, por meio de simulações são determinados os limites ou barreiras eficientes de aplicação de cada técnica de gerenciamento do risco (variância média, VaR e o CVaR).

Chen e Ran, 2011 abordam a viabilidade do uso do CVaR na definição do nível ótimo de contratação frente a teoria moderna de portfólios. Segundo o artigo, o CVaR permite ao tomador de decisões estabelecer o nível de risco o qual deseja estar sujeito. O artigo tem uma abordagem matemática bastante interessante no que rege o uso de distribuições de probabilidade no problema da definição do nível ótimo de contratação.

Zare et al. 2011, formula o problema da definição do nível ótimo de contratação de energia elétrica com o uso da energia oriunda do mercado pool, contratos bilaterais e auto-produção de energia elétrica. No entanto, o que o diferencia das demais teorias apresentadas é o uso da teoria de decisão a partir do gap de informações. Normalmente os problemas de definição do nível ótimo de contratação buscam modelar a incerteza do problema, por modelos matemáticos como funções densidade de probabilidade ou lógica fuzzy, no entanto a metodologia proposta, aqui chamada de *Information Gap Decision Theory (IGDT)*, trata estes problemas de um modo diferente. O método IGDT concentra-se no modelo de disparidade, entre o que é conhecido e o que pode ser conhecido, em outras palavras ele modela o erro entre os parâmetros reais e previstos.

Neste estudo, dois modelos de incerteza são dirigidos para o preço spot baseados no conceito de média ponderada do erro quadrado usando uma matriz de variância-covariância, e o custo de aquisição esperado é modelado usando uma função de distribuição conjunta de probabilidade normal. Um estudo de caso ilustra o funcionamento da técnica proposta por meio de simulações de operações em 3 patamares de carga diários aplicados a um período de 4 semanas. Os resultados da simulação de 12 possíveis contratos bilaterais junto a possibilidade de compra no mercado spot e a auto-produção de energia elétrica disponível, revelam que segundo o autor o consumidor com um comportamento mais avesso ao risco deve adquirir mais energia junto aos recursos com preços determinísticos e tomar uma adequada estratégia de tomada de decisão frente aos preços incertos.

1.1.4 Principais Contribuições

- Inserção das ferramentas de análise de decisão sob risco ao custo de contrato, com o objetivo de auxiliar na definição do nível ótimo de contratação;
- Aplicação da gestão integrada do risco com enfoque na redução do nível de contratação global a um mesmo valor esperado do risco.

1.1.5 Estrutura da dissertação

A seguir é visto de forma sucinta o conteúdo dos sete capítulos que compõe este trabalho.

Neste capítulo, apresentamos a figura do consumidor e o seu comportamento em relação à tomada de decisão e a importância de se medir o risco da não contratação de energia elétrica.

No Capítulo 2 é abordado, de modo geral o modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil, com uma visão geral do consumidor de energia elétrica e lhe propondo uma contribuição na análise do nível ótimo de contratação de energia elétrica.

O Capítulo 3 descreve o problema proposto por esta dissertação. Nele, são abordadas as incertezas e apresentada uma visão geral da gestão do risco.

No Capítulo 4 é apresentado os conceitos referentes à tomada de decisão, além de técnicas do que envolve a gestão do risco.

No Capítulo 5 é abordada a simulação Monte Carlo, utilizada na modelagem do problema.

O Capítulo 6 apresenta a formulação matemática do problema proposto junto à sua aplicação.

Por fim, no Capítulo 7 é feita uma avaliação sobre a qualidade do modelo e as conclusões finais sobre a solução do problema de definir o nível ótimo de contratação de energia elétrica.

2 DESCRIÇÃO GERAL DO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nas últimas décadas vem acompanhando uma mudança mundial ocorrida nos serviços de infraestrutura, a desregulamentação, na qual o Estado deixa parcialmente a função de provedor de serviços públicos e para assumir também a função de regulador.

A desregulamentação traz consigo a separação das atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica, caracterizadas por monopólios naturais¹ e atividades de geração, comercialização e serviços, que são de grande potencial competitivo.

Ao longo desse período, as exigências do regulador para com as empresas geradoras, transmissoras e comercializadoras, cresceram na busca por melhorar a qualidade dos serviços prestados, sendo um dos principais motivos garantir confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e modicidade tarifária² aos consumidores de energia elétrica.

Junto à desverticalização do setor elétrico nacional, surge a figura do consumidor livre, o qual pode escolher seus fornecedores, a forma de contratação e os prazos dos contratos, o que possibilita melhor gestão de seus riscos.

2.2 VISÃO GERAL DO CONSUMIDOR

Os consumidores de energia elétrica de modo geral são classificados em dois grupos, de acordo com o nível de tensão: os do

¹ A teoria econômica convencionou denominar monopólios naturais, os setores nos quais uma única empresa provê o mercado ao menor custo do que qualquer outra situação, devido ao aproveitamento das economias de escala.

² Critério para definir tarifas que sejam viáveis para o consumidor pagar e que sejam capazes de assegurar retorno satisfatório do investimento, realizado pelos agentes do setor elétrico, além de viabilizar a expansão da economia, melhorar a qualidade de vida e promover o desenvolvimento para a sociedade.

grupo A são caracterizados pela sua estrutura binômia³ de tarifação; os do grupo B, pela estrutura tarifária monômia⁴.

Os consumidores do grupo B são subdivididos quanto ao tipo de consumidor, podendo ser residencial, rural, iluminação pública entre outros. Os consumidores do grupo A são subdivididos segundo sua tensão de fornecimento.

A Tabela 1 define os subgrupos dos consumidores do grupo A com suas respectivas tensões de fornecimento.

Tabela 1 – Grupo A – Subgrupos e suas tensões de fornecimento

Subgrupos	Tensão de Fornecimento [kV]
A4	2,3 a 25
A3	30 a 44
A3a	69
A2	88 a 138
A1	≥230
AS	Subterrâneo

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu dois ambientes de contratação de energia para atendimento aos consumidores pertencentes ao grupo A, os quais estão sujeitos a tarifas diferenciadas conforme seus padrões de consumo e as condições de atendimento por parte da geração, da transmissão e da distribuição de energia elétrica. Esses ambientes são classificados como Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O Ambiente de Contratação Regulada caracteriza-se pela participação de agentes vendedores e distribuidores de energia elétrica.

A energia pode ser adquirida pelos distribuidores das seguintes formas:

- leilões de compra de energia elétrica (podendo ser realizado junto a novos ou existentes empreendimentos de geração);
- geração distribuída (não podendo representar um valor superior a 10% do mercado do distribuidor);

³ Os consumidores são cobrados por demanda e consumo de energia elétrica.

⁴ Os consumidores são cobrados apenas pelo consumo de energia elétrica.

- usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Existe ainda a compra de energia por parte os agentes de distribuição localizados nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste por meio da concessão de Itaipu Binacional.

No ACR, os contratos celebrados são bilaterais regulados, os chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Neles, participam como vendedores os agentes de importação, comercialização ou geração, credenciados para essa finalidade.

No ACL podem ser estabelecidos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) a serem pactuados no ambiente livre, do qual participam agentes de geração e de comercialização, importadores e exportadores de energia, além de consumidores livres e especiais.

Os consumidores que optarem pelo ACL devem ser agentes pertencentes à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Além disso, esses consumidores podem ainda manter parte de sua energia contratada no ambiente regulado, sendo então chamados de consumidores parcialmente livres.

Nesse ambiente, os consumidores livres podem escolher seu fornecedor de energia elétrica, seus agentes geradores e seus comercializadores por meio de livre negociação.

As condições para que um consumidor possa se tornar livre encontram-se na Tabela 2, mostrada abaixo.

Tabela 2 - Critérios vigentes para se tornar consumidor livre

Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Data da ligação do consumidor
3 MW	Qualquer tensão	Após 08/07/1995
3 MW	69 kV	Até 08/07/1995

Em meados de 1998, surgiu uma nova classe de consumidores, os chamados consumidores especiais, que são aqueles com demanda mínima de 500 kW por carga, atendidos em qualquer nível de tensão e que devem obrigatoriamente comprar energia oriunda exclusivamente de usinas com energia incentivada⁵.

⁵ Energia proveniente de empreendimentos de geração “limpa”.

A Figura 1 resume as formas de contratação de energia elétrica dos consumidores do grupo A.

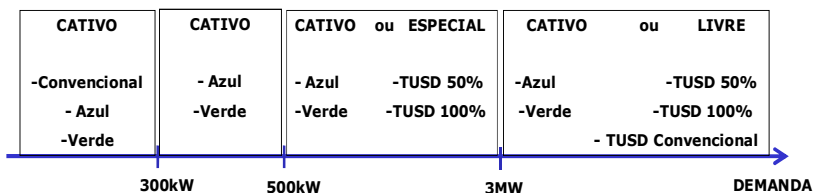


Figura 1 – Resumo das formas de contratação de energia elétrica – Consumidores do Grupo A

A Figura 1 apresenta as formas de contratação possíveis por meio de uma linha de crescimento da demanda, a qual possui restrições quanto ao nível de tensão. Se o consumidor estiver se conectado a rede de distribuição em um período superior a publicação da lei (lei nº 9.074 em 07 de julho de 1995), não há restrições quanto ao nível de tensão, anteriormente somente consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 69kV eram considerados potencialmente livres. De forma complementar aos consumidores pertencentes ao ACL, destacados anteriormente, o que se observa é possibilidade do consumidor de energia elétrica optar ser consumidor cativo, ou seja, o consumidor presente no ambiente de contratação regulado, desde o período de menor demanda até demandas contratadas superiores a 3MW.

As modalidades tarifárias possíveis para o consumidor cativo são:

- Convencional: Possui como característica principal o fato de ser cobrado por consumo e demanda independente do período do dia e do ano em que utilizam a energia elétrica. É importante observar que um consumidor só pode optar por essa modalidade tarifária quando sua demanda contratada for inferior a 300 kW.

-Horo-Sazonal Azul: É a modalidade tarifária na qual o consumidor é cobrado por demanda e consumo nos períodos de ponta e fora de ponta, os quais são caracterizados por períodos do dia em que se faz uso da energia, e também pelos períodos do ano, úmido e seco.

Fonte incentivada com 100% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

- É a energia gerada por PCHs que entraram em operação até dezembro de 2003.

- Também pode ser proveniente de aproveitamentos de aterros sanitários.

Fonte incentivada com 50% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

- É a energia gerada por PCHs que entraram em operação após dezembro de 2003.

- Empreendimentos com potência instalada inferior a 1,0 MW.

- Empreendimentos de energia solar, eólica e biomassa que injetem menos de 30 MW no SIN.

O período chamado de úmido tem como característica uma ocorrência histórica maior de chuvas, e por se tratar de uma matriz energética com forte presença de hidrelétricas, recebe este nome e é caracterizado pelos meses de Dezembro de um ano a Abril do ano seguinte. Desta forma, o período seco compreende o restante dos meses do ano.

-Horo-Sazonal Verde: O principal fator que difere esta modalidade tarifária da Horo-Sazonal Azul é a cobrança de demanda única, a qual independe do período do dia ou do ano.

Há um fator que faz com que haja diferença entre as modalidades tarifárias escolhidas no ACR, é a tensão de fornecimento, a qual é opcionalmente aplicada para tensão inferior a 69 kV, e compulsoriamente do tipo Horo-Sazonal Azul para tensão de fornecimento superior a 69kV.

Cabe destacar que, segundo a legislação vigente, para mudar de modalidade tarifária dentro do ACR, é necessário ter cumprido mais de 12 ciclos consecutivos e completos de faturamento, para então a concessionária se manifestar no prazo de 30 dias contados do recebimento da opção.

2.3 METODOLOGIA DE GESTÃO DO RISCO PARA O CONSUMIDOR

Os grandes consumidores de energia elétrica têm optado pela contratação de energia elétrica no longo prazo, em virtude da necessidade por garantir o fornecimento de energia elétrica a um preço pré-estabelecido e a continuidade de seus processos produtivos.

No entanto, os consumidores de energia elétrica se encontram diante de dois ambientes de contratação de energia elétrica com características bastante peculiares, principalmente no que se refere ao valor cobrado pela energia elétrica.

No contexto dos consumidores presentes no ACR, os mesmos estão sujeitos aos reajustes previstos pela ANEEL na tarifação. Entretanto, para aos consumidores livres, os preços estão associados à contratação bilateral, ocorrida entre dois agentes – gerador e consumidor – por meio da CCEE, e a contratação junto ao mercado spot.

De acordo com Silva (2011), com 26% de toda a energia consumida no SIN, o mercado livre vem tendo crescente aceitação, considerando-se a possibilidade de redução nos custos com a contratação de energia elétrica. Para tanto, faz-se necessário gerenciar o risco de consumir mais do que foi contratado, reduzindo a exposição ao volátil mercado *spot*.

O presente trabalho tem como objetivo quantificar a exposição do consumidor livre frente ao mercado spot através do uso de ferramentas de gestão do risco e da proposta de soluções de mitigação do mesmo, além de auxiliar na definição do nível ótimo de contratação anual de três empresas fictícias com diferentes perfis de carga. A gestão do risco será feita por meio da variação no nível de contratação e observação do impacto causado ao consumidor por essas ações.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresenta o modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro, o qual permite ao consumidor atendido em alta tensão optar pelo ambiente de contratação que deseja estar inserido.

No entanto, é importante salientar que o mesmo deve seguir a legislação vigente, principalmente no que se refere a mudança do ambiente de contratação e as penalidades as quais está sujeito.

No caso de pertencer ao ambiente de contratação livre, o consumidor tem o direito de voltar a condição de cativo caso sinta necessidade, porem tem de esperar por no mínimo 5 anos, ou estabelecer um acordo com a distribuidora local para redução deste prazo. No caso do consumidor ser do tipo especial, ou seja, que optou por adquirir parte ou a totalidade de energia proveniente da comercialização de energia incentivada, poderá ser atendido plenamente pela concessionária ou permissionária no prazo de 180 dias em relação à data de início do fornecimento, no entanto, conforme artigo 5 da resolução da ANEEL nº247/06, este prazo poderá mudar em comum acordo entre as partes envolvidas.

No âmbito da penalidade, os comercializadores, agentes de geração e importadores estão sujeitos no caso de insuficiência de lastro para a venda de energia, ou seja, caso seus contratos de venda não estejam 100% garantidos. O lastro dos agentes vendedores é composto pela garantia física das unidades geradoras, mediante principalmente contratos de compra de energia, todos os meses a CCEE faz apuração da insuficiência do lastro para a venda de energia com base no valor da média das exposições dos 12 meses anteriores ao mês de referência.

Já os consumidores livres, agentes distribuidores e consumidores especiais, estão sujeitos à penalidade por insuficiência de cobertura contratual do consumo, o que significa, que estes agentes devem estar lastreados pelos contratos de compra de energia que firmarem e/ou por geração própria. A insuficiência de contratação por parte dos consumidores livres e dos consumidores especiais é apurada e notificada

mensalmente, com base na média das exposições dos 12 meses anteriores ao mês de apuração. Isto reforça a importância de se definir um nível ótimo de contratação para o ano, na busca por evitar a aplicação de penalizações aos consumidores livres.

3 DESCRIÇÃO GERAL DO PROBLEMA

3.1 INTRODUÇÃO

Definir o nível ótimo de contratação para os consumidores de energia elétrica, de forma a tentar minimizar sua exposição ao mercado spot, tem sido seu grande desafio. O resultado de uma decisão inadequada em um mercado tão volátil, como é o mercado de curto prazo, pode acarretar um impacto econômico negativo.

Visando a gerenciar o risco ao qual o consumidor está sujeito, este trabalho busca conhecer melhor as variáveis do problema, considerando suas incertezas e associando-as, de modo a tratar em valores monetários o impacto causado pelas possíveis decisões do consumidor livre.

3.2 INCERTEZA DO CONSUMO

As empresas possuem particularidades no que diz respeito ao seu consumo de energia elétrica, ao tipo de atividade econômica, aos equipamentos instalados, à quantidade de horas em operação e a outras variáveis que influenciam diretamente ou indiretamente na quantidade de energia demandada no processo produtivo. Essas diferenças só aumentam a incerteza do quanto deve ser contratado de energia elétrica. Sendo assim, uma análise histórica do consumo, associada ao conhecimento dos interesses do consumidor, é necessária para tentar prever o quanto será consumido nos meses subsequentes.

As perspectivas das empresas quanto a aumento no número de horas produtivas, aumento no parque fabril, substituição de equipamentos ou até mesmo rearranjo no processo produtivo são fatores que não são diretamente levados em consideração neste trabalho.

Portanto, na tentativa de reduzir as incertezas na quantidade de energia elétrica consumida, o histórico de consumo é utilizado para aleatoriamente, determinar os cenários futuros.

Um fator que pode impactar principalmente as decisões de contratação de longo prazo, é a sazonalidade, visto que, dependendo da qualidade da edificação e das cargas instaladas, os meses sujeitos a maiores variações climáticas em relação às médias anuais representam consumos que podem ser bastante superiores aos encontrados em outros períodos do ano.

3.3 INCERTEZA DO PREÇO SPOT

Em meados do ano 2000, os preços de energia elétrica no mercado de curto prazo, conhecido como mercado *spot*, eram determinados através do Custo Marginal Mensal de Operação informado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Nesse período, o mercado *spot* teve como característica principal a determinação de diferentes preços para energia elétrica a serem praticados em cada submercado⁶, diferindo entre os períodos de ponta e fora de ponta e com apurações mensais publicadas pela ANEEL.

A partir da criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) – atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) o preço da energia elétrica no mercado *spot* passou a ser apurado semanalmente em patamares de cargas previamente definidas e conhecidas como leve, média e pesada.

A formação do preço *spot*, também conhecido como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), é observada através dos seguintes fatores: restrições nos limites de intercâmbio de transmissão de energia elétrica, projeções do crescimento de carga, combustíveis das termelétricas, e, principalmente, a afluência hidrológica.

A formação do PLD é feita com base em dados provenientes do ONS, e as simulações realizadas são muito similares. Porém, as restrições de transmissão não se aplicam dentro dos submercados, somente no intercâmbio entre submercados, visto que cada submercado deve ter um preço único. As apurações de preços são feitas antes da operação real, com o auxílio dos softwares computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais indicam, em bases mensais e semanais, respectivamente, os custos marginais de operação de cada submercado.

A Figura 2 apresenta os diferentes submercados presentes no SIN.

⁶ Divisão regional feita no SIN que estabelece diferentes submercados

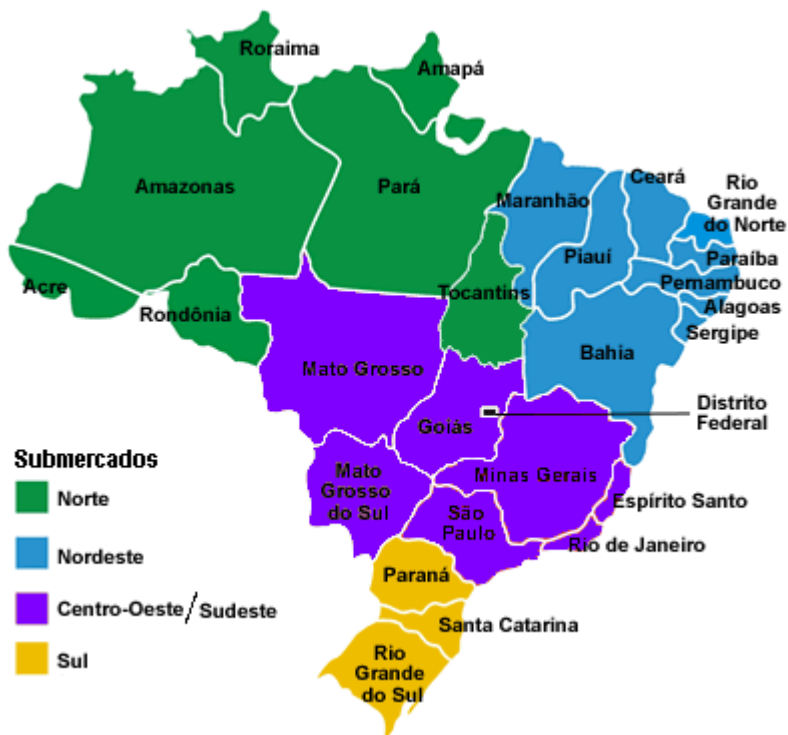


Figura 2 – Mapa dos submercados do Sistema Elétrico Brasileiro.

3.4 DILEMA: CONTRATAR QUANTO?

A quantidade de energia elétrica a ser contratada depende da necessidade do consumidor e das possibilidades que ele tem de fazer uso de seu potencial energético. Por exemplo, dependendo das condições climáticas do local ou até mesmo dos preços dos combustíveis na região, o consumidor pode optar por suprir parcialmente ou totalmente sua demanda por energia elétrica.

O grande consumidor de energia elétrica, presente em um ambiente de negócios cada vez mais competitivo nas questões econômicas, pode estar disposto a um determinado risco, que deve ser quantificado e devidamente controlado de forma a não causar impactos financeiros irreversíveis. Dessa forma, conhecer o mercado spot e avaliar os riscos frente à volatilidade dos preços da energia elétrica faz com que o tomador de decisões consiga estimar a sua exposição. A Figura 3 ilustra a operação de exposição à qual está sujeito o

consumidor livre que contratou uma quantidade de energia elétrica inferior a que foi consumida.

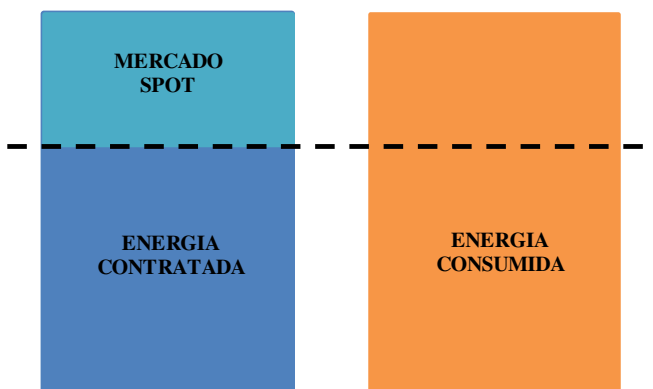


Figura 3 – Representação da participação do mercado spot quando a energia contratada é inferior à verificada.

3.5 RISCO X OPORTUNIDADE

As empresas participantes do mercado de energia, preocupam-se quanto a seus benefícios, quantificados como lucros ou retornos, os quais são influenciados por fatores incertos, como o preço da eletricidade, o custo de produção/operação, a demanda de carga, a falta de uma unidade de geração, etc. Essas incertezas trazem consigo a possibilidade de aumento ou diminuição desses benefícios. Em outras palavras: a incerteza significa oportunidade e risco.

Conhecer as técnicas de gestão do risco faz com que o tomador de decisões vislumbre suas opções. No mercado de energia elétrica, o consumidor pode encontrar um grande potencial de redução de custos e, conseqüentemente, tornar seu produto mais competitivo.

A Figura 4 apresenta a formação da gestão do risco.

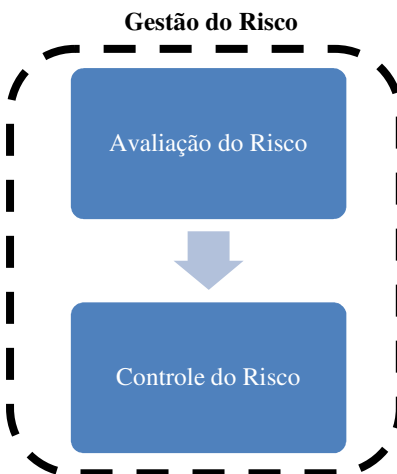


Figura 4 – Formação da gestão do risco.

Liu, Wu e Ni (2006) abordam a gestão do risco como o processo de alcançar o desejado equilíbrio entre risco e retorno através de uma estratégia de negociação particular. A gestão do risco é vista como um processo de avaliação do risco seguido do controle do risco.

No que rege a avaliação do risco, é comumente abordada por meio de duas vertentes: A probabilidade de ocorrência das possíveis alternativas de solução do problema e o impacto causado pela escolha de cada alternativa.

A probabilidade de ocorrência, é avaliada por meio dos critérios de decisão sob incertezas probabilísticas ou não probabilísticas, contudo a questão do impacto causado pelas decisões tomadas recai sobre os interesses das partes envolvidas no processo decisório, ambos discutidos no Capítulo 4.

O controle do risco tem o intuito de atuar sobre a exposição do tomador de decisões frente ao risco, e este controle é feito baseado na otimização de portfólio.

A otimização de portfólio é composta pelo *hedging*, que é uma técnica de compensar o risco devido à posição de caixa tomada, ou seja, através da aquisição de um instrumento financeiro que não representa a propriedade sobre a energia elétrica, chamado de derivativo. Além desta técnica o portfólio de otimização conta com a parte física dos negócios, ou seja, de contratos bilaterais e do mercado *spot*, nos quais há efetiva transferência de energia elétrica envolvida.

No *hedging*, o tomador de decisões minimiza o risco associado à energia excedente, por meio dos contratos de derivativos que podem ser de diversos tipos:

- A Termo (*Forward*): Os detentores são obrigados a comprar ou vender energia elétrica a um pré-determinado preço de entrega, a ser liquidado na data de vencimento do contrato. Os acordos são firmados entre instituições financeiras, e o retorno financeiro das operações está associado à diferença entre o preço de entrega e o valor de mercado na data de vencimento.
- Futuro: Suas operações ocorrem normalmente em bolsas de valores. Tidos como uma evolução dos contratos a termo, os contratos futuros estabelecem quantidade, qualidade, data de vencimento e local de entrega da energia elétrica. A operação exige que as partes envolvidas na negociação depositem um valor chamado de “margem de garantia”, o qual é parcialmente ressarcido pelos compradores ou vendedores conforme a apuração do preço da energia na data de vencimento estabelecida;
- Opção: É o tipo de contrato que dá ao comprador e ao vendedor o direito de comprar ou vender a preço específico durante um período determinado. Para isso, ambos devem pagar um valor chamado de “prêmio”, que tende a ser alto.
- Contratos de diferenças (*Swaps*): Criados para dar certeza quanto ao preço a um custo menor que o custo dos contratos de opções. Nesse tipo de contrato, a commodity energia elétrica não é fisicamente trocada entre comprador e vendedor, e a característica principal desse acordo é a transferência de fluxo de caixa entre duas empresas privadas numa data futura. O grande benefício está no fato de eles serem instrumentos negociados individualmente, sendo que o usuário poderá personalizá-lo para atender suas atividades de gerenciamento do risco. Como exemplo, é possível citar o caso de duas empresas com diferentes contratos estabelecidos com suas comercializadoras, sendo que uma está exposta a um preço fixo e a outra a um preço flutuante. Dessa forma, o agente que assumiu o risco do preço flutuante do outro agente recebe um pagamento fixo para tal. Para que isso seja possível, as partes envolvidas devem apresentar propensões diferentes ao risco (ARFUX, 2004).

- *Collar*: Nesse tipo de contrato, o comprador de energia elétrica do mercado de curto prazo busca reduzir a margem de flutuação nos preços de energia elétrica. Para isso, é estabelecido um preço máximo (*Cap*) e um preço mínimo (*Floor*) de forma a reduzir essa volatilidade. É importante destacar que esse valor é estabelecido em acordo entre as partes envolvidas na negociação.

No processo de gestão do risco, a técnica comumente utilizada é a do *Value at Risk (VaR)*, que, essencialmente, é o valor da máxima exposição monetária aceita pelo tomador de decisões a um determinado nível de confiança. Por exemplo, devido a incerteza no preço praticado no mercado spot, suponha que há 100 possíveis valores de exposições nas quais o tomador de decisões está sujeito, porém o mesmo aceita pagar até R\$500.000,00 sendo que quer estar seguro em 95% das possíveis exposições. Portanto, uma das razões para a grande aceitação dessa ferramenta de gestão do risco, é que ela fornece ao tomador de decisões a opção de assegurar-se em um determinado nível de confiança e um valor que aceite pagar. Existem diversos métodos para calcular o *VaR*, dentre os quais vale destacar os métodos históricos, analíticos e a simulação Monte Carlo.

Contudo, a abordagem da gestão do risco no presente trabalho vai mais além, visto que o *VaR* não quantifica os riscos acima do nível de confiança escolhido, de modo a quantificar estes riscos, uma ferramenta chamada *Conditional Value at Risk (CVaR)* é utilizada, e é abordada no Capítulo 4.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A descrição do problema apresentada neste capítulo permite aos consumidores livres um maior entendimento das variáveis que envolvem o problema da determinação do nível ótimo de contratação, assim como conhecer as técnicas para o gerenciamento do risco encontrado no mercado curto de prazo.

A gestão do risco apresentada, visa dar suporte ao consumidor por meio das vertentes envolvidas na avaliação do risco, e posteriormente controlar o risco baseado na otimização de portfólio.

Conhecer os modos de efetuar a gestão do risco permite ao tomador de decisões ter um posicionamento mais adequado frente ao risco, podendo optar por ser mais conservador ou estar mais propenso ao

risco, e as funções de utilidade auxiliam na determinação do grau de aversão ao risco escolhido pelo decisor, conforme aborda o Capítulo 5.

4 TÉCNICAS DE ANÁLISE DO RISCO

4.1 ANÁLISE DA DECISÃO

O tomador de decisões constantemente confronta-se com a dificuldade de “modelar” o problema em relação às soluções disponíveis, como, por exemplo, melhor custo efetivo, maior vida útil, menor custo de operação, entre outros. Diversos problemas podem envolver também fatores não técnicos, como preferência social e aceitação, impacto ambiental e até mesmo implicações políticas. O conceito central na modelagem do problema é o de “valor”, que usualmente é definido intuitivamente, e parte do tomador de decisões atribuir um grau de relevância para cada variável. Às vezes, em um conjunto de variáveis, o tomador de decisões deve sacrificar algumas delas pela obtenção de benefício em outras. Por exemplo, baixo custo de investimento pode resultar em um equipamento com menor confiabilidade. Anders (1990) aborda o fato de a incerteza dificultar a tomada de decisão, sendo que muitas vezes intuição e experiências anteriores auxiliam a busca pela melhor escolha, mas na maioria das vezes não são suficientes para garanti-la. Nesse contexto, o tomador de decisões deve identificar os cursos de ação das alternativas e quantificar a probabilidade de ocorrência das consequências associadas a cada ação. O que faz da tomada de decisão algo único é a incorporação formal desses fatores na análise do problema, sendo que a quantificação das consequências é obtida através da probabilidade subjetiva, da incorporação de dados, do conhecimento especialista, dos diferentes modelos, entre outras possíveis atribuições. Advindos da teoria de Anders (1990), os passos para o processo decisório são devidamente listados abaixo:

1. Estruturação do problema;
2. Análise dos possíveis impactos das alternativas;
3. Determinação da estrutura de valor, ou seja, preferências do tomador de decisões e partes afetadas;
4. Síntese das informações obtidas nos passos de 1 a 3 com o intuito de lhes quantificar e posteriormente analisá-las;
5. Decisão por uma das alternativas.

O impacto na tomada de decisão discutido no capítulo anterior aparece no item 2 do processo decisório, e o item 3, faz com que seja discutido o conceito de valor, visto que o impacto de uma decisão só pode ser considerado positivo ou negativo para o decisor, se o mesmo conhece suas preferências.

Comumente unidades monetárias são utilizadas como base de seleção da melhor alternativa. No entanto, a escolha da melhor alternativa pode não depender somente de custos e lucros antecipados, mas de fatores como tempo de manutenção, aceitação social, entre outros. O conceito de valor tem o intuito de determinar os fatores julgados mais importantes pelo tomador de decisões, para solução do problema. Cada pessoa julga de maneira diferente a importância dos atributos que envolvem as decisões a serem tomadas. Como exemplo, um problema no qual a decisão envolve não somente fatores econômicos: a tomada de decisão de implantação de um sistema de geração eólica por parte de um consumidor para reduzir seus custos, apresentado por Anders (1990) e caracterizado pelo gráfico de barras da Figura 5.

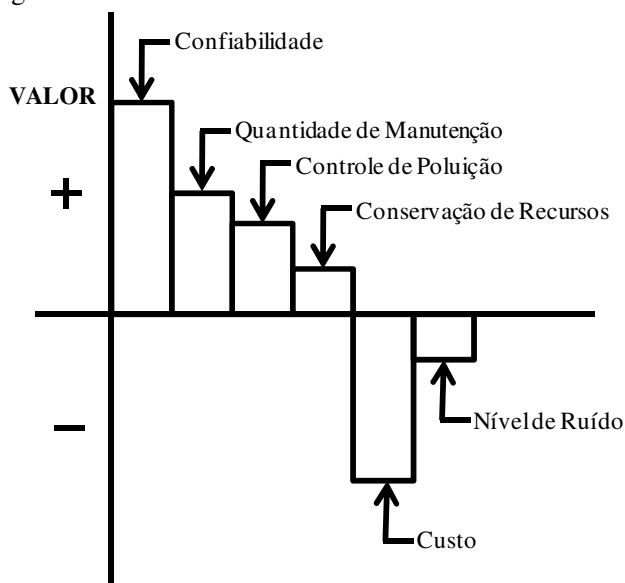


Figura 5 – Exemplo de perfil de valores para auxílio na decisão de implantação de um sistema de geração eólica.

Fonte: Adaptado de Anders (1990).

Usualmente, existem diversas curvas de valores associadas a um particular modelo. A maneira mais simples e comum de trabalhar com diversas combinações de valores é associá-los através de operações, como soma, atribuindo peso a esses valores.

A abordagem mais comum para estabelecer uma escala uniforme de medição para todos os valores de uma alternativa está baseada no conceito de utilidade, e a utilidade permite ao tomador de decisões expressar suas preferências de forma numérica.

O conceito de utilidade e sua aplicação neste trabalho será discutido no Capítulo 6, quando são justificadas as escolhas das funções distribuição de probabilidade utilizadas nesta dissertação.

4.2 TÉCNICAS PARA ANÁLISE E DECISÃO SOB INCERTEZAS

Na busca por representar de forma ampliada toda a informação disponível, a matriz de decisão e a árvore de decisão servem de auxiliar na escolha da melhor opção para o decisor, visto que abordam toda a informação disponível de forma simplificada.

A matriz de decisão e a árvore de decisão são representadas nas Figuras 6 e 7, respectivamente.

Nas figuras, as letras representam:

A_1 e A_2 = Ações;

E_1 e E_2 = Estado da natureza;

d_{11} , d_{12} , d_{21} e d_{22} = Utilidades;

p_1 e p_2 = Probabilidades de E_1 e E_2 , respectivamente.

	E_1	E_2
	p_1	p_2
A_1	d_{11}	d_{12}
A_2	d_{21}	d_{22}

Figura 6 – Representação de uma matriz de decisões 2x2.

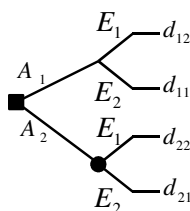


Figura 7– Representação de uma árvore de decisões com quatro possíveis resultados.

O objetivo da análise de decisão é fazer a melhor escolha. Se todas as possibilidades forem conhecidas deterministicamente, a alternativa com maior valor da utilidade é escolhida; porém, o critério de decisão não é tão óbvio. Na Figura 7, se observa que as escolhas dentre as ações a serem tomadas resultam em estados da natureza, os quais tem probabilidades de ocorrência, e os estados por sua vez, geram resultados aqui chamados de utilidade. As utilidades podem estar relacionadas a diversos fatores, não somente econômicos, com isso é possível observar que, mesmo que a probabilidade de ocorrência do estado da natureza seja alta, o que poderia facilitar na tomada de decisão, se o fator relativo aquela utilidade não trazer valor significativo ao decisor, a escolha não terá sido a melhor.

Devido à dificuldade encontrada em se estabelecer uma metodologia que atenda as necessidades do tomador de decisões, o critério de decisão comumente utilizado é o do máximo valor monetário esperado. Outros critérios são adotados na teoria de decisão, visto que muitas vezes não se tem informação suficiente para tomada de decisão.

Nesse caso, a análise de decisão recai sobre dois aspectos a serem estudados: decisão sob Incertezas Não-Probabilísticas e Probabilísticas.

A Tabela 3 apresenta um resumo dos critérios normalmente utilizados.

Tabela 3 – Critérios de Tomada de Decisão sob Incertezas Não - Probabilísticas e Probabilísticas

Decisão sob Incertezas Não-Probabilísticas	Decisão sob Incertezas Probabilísticas
Critério de Laplace	Critério do Valor Esperado
Critério Minimax (Maximini)	Critério do Valor Esperado combinado com a Variância
Critério de Savage (Minimax Arrependido)	Critério do Nível Requerido
Critério de Hurwicz	Critério da mais provável ocorrência futura

Fonte: Adaptado de Anders (1990)

4.2.1 Critérios de decisão sob Incertezas Não-Probabilísticas

As decisões sob incertezas não-probabilísticas apresentam probabilidades desconhecidas quanto à ocorrência dos eventos, e os critérios normalmente adotados são:

1. Critério de Laplace: Os eventos são considerados equiprováveis, cada ação é avaliada junto a todos os possíveis eventos, e aquela que refletir a menor perda ou o maior lucro é a escolhida.

Como um exemplo de aplicação deste critério, busca-se definir o estoque de combustível, no caso 10 litros de gasolina. O objetivo do problema é minimizar a perda monetária esperada.

Tem-se:

A_1, A_2, A_3, A_4 =níveis de estoque do mínimo ao máximo;

E_1, E_2, E_3, E_4 =níveis de demanda do mínimo ao máximo.

	E_1	E_2	E_3	E_4
A_1	\$11	\$10	\$12	\$22
A_2	\$11	\$9	\$17	\$23
A_3	\$15	\$18	\$12	\$21
A_4	\$20	\$16	\$12	\$10

Pelo critério de Laplace, os cenários são equiprováveis, então:

$$E\{A_1\} = \frac{1}{4} \cdot (11 + 10 + 12 + 22) = 13,75$$

$$E\{A_2\} = \frac{1}{4} \cdot (11 + 9 + 17 + 23) = 15,00$$

$$E\{A_3\} = \frac{1}{4} \cdot (15 + 18 + 12 + 21) = 16,75$$

$$E\{A_4\} = \frac{1}{4} \cdot (20 + 16 + 12 + 10) = 14,50$$

O melhor nível de estoque de combustível é o definido como sendo A_1 .

Com isso, observa-se que a Equação 4.1 é a utilizada no critério de Laplace.

$$\min_{A_i} \left\{ \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n v(A_i, E_j) \right\} \tag{4.1}$$

2. Critério Minimax (Maximini): É um critério mais conservativo que o de Laplace, buscando fazer o melhor na pior condição encontrada em cada ação, conforme exemplificado na matriz de decisão abaixo.

Em que $v(A_i, E_j)$ representa custo, aplicando o critério minimax, observa-se:

	E_1	E_2	E_3	E_4
A_1	\$5	\$10	\$18	\$25
A_2	\$8	\$7	\$8	\$23
A_3	\$21	\$18	\$12	\$21
A_4	\$30	\$22	\$19	\$15

$$\max_{E_j} \{v(A_i, E_j)\}$$

\$25

\$23

\$21 ← Minimax

\$30

Se $v(A_i, E_j)$ representar perda para o tomador de decisões, ele deverá aplicar o critério do $\min_{E_j} (\max \{v(A_i, E_j)\})$, visto que a pior perda estará nos maiores valores dentro das ações. Caso a representação seja de ganho para o tomador de decisões, o critério utilizado será o Maximini.

3. Critério de Savage (Minimax Arrependido):

Para explicar o critério de Savage, considera-se a matriz de perda abaixo:

	E_1	E_2
A_1	\$11.000	\$90

A_2		\$10.000	\$10.000
-------	--	----------	----------

No caso do critério de Minimax, o tomador de decisões opta por A_2 , porém, por ser menos conservativo que o critério de Minimax, o critério de Savage retifica esse ponto considerando uma nova matriz de perdas, chamada também de matriz de arrependimento, caracterizada pelas seguintes considerações:

- a. Para cada estado é tomado o menor valor de perda (será a referência). Para montar a nova matriz, faz-se:

valor da matriz antiga - valor referência

OU

- b. Para cada estado é tomado o maior valor de lucro (será a referência). Para montar a nova matriz, faz-se:

valor referência - valor da matriz antiga

A matriz de arrependimento do exemplo leva à decisão por A_1 :

	E_1	E_2
A_1	\$1.000	\$0
A_2	\$0	\$9.910

Caracterizando este critério na Equação 4.2:

$$r(A_i, E_j) = \begin{cases} \max_{A_k} \{v(A_k, E_j)\} - v(A_i, E_j) & \text{Se } v \text{ é lucro} \\ v(A_k, E_j) - \min_{A_k} \{v(A_k, E_j)\} & \text{Se } v \text{ é perda} \end{cases} \quad (4.2)$$

4. Critério de Hurwicz: Tem o intuito de assumir, através da atribuição de pesos, compromisso entre os cenários pessimistas e otimistas, por meio do índice α , em que $\alpha=1$ para o cenário otimista e $\alpha=0$ para o pessimista.

Partindo da matriz de lucros, na qual o critério de Hurwicz maximiza lucros entre os estados e minimiza lucros entre as ações (para as condições otimistas), em contrapartida, minimiza lucros entre os estados e maximiza lucros entre as ações (condições pessimistas). O exemplo a seguir, que visa a representar a perda para o tomador de decisões, esclarece a aplicação do critério de Hurwicz. Neste exemplo, $\alpha=1/2$.

	E_1	E_2	E_3	E_4
A_1	\$5	\$10	\$18	\$25
A_2	\$8	\$7	\$8	\$23
A_3	\$21	\$18	\$12	\$21
A_4	\$30	\$22	\$19	\$15

$$\min_{E_j} v(A_i, E_j)$$

$$\max_{E_j} v(A_i, E_j)$$

$$\alpha \min_{E_j} v(A_i, E_j) + (1 - \alpha) \max_{E_j} v(A_i, E_j)$$

A_1	5	25	15
A_2	7	23	15
A_3	12	21	16.5
A_4	15	30	22.5

Esse problema resultou em mais de uma possível ação, podendo ser escolhida A_1 ou A_2 .

A formulação do critério de Hurwicz depende do resultado que se busca no problema:

Se $v(A_i, E_j)$ representa ganho, então o critério seleciona a ação representada pela Equação 4.3:

$$\max_{A_i} \{ \alpha, \max_{E_j} v(A_i, E_j) + (1 - \alpha) \cdot \min_{E_j} v(A_i, E_j) \} \quad (4.3)$$

Se $v(A_i, E_j)$ representa perda, conforme a Equação 4.4:

$$\min_{A_i} \left\{ \alpha, \min_{E_j} v(A_i, E_j) + (1 - \alpha) \cdot \max_{E_j} v(A_i, E_j) \right\} \quad (4.4)$$

4.2.2 Critérios de decisão sob Incertezas Probabilísticas

Os Critérios de Decisão sob Incertezas Probabilísticas geralmente tratam de resultados relacionados ao valor monetário esperado ou à utilidade das variáveis envolvidas no problema, conceito abordado no item 4.3. Contudo, a decisão sob risco possui um grau de informação maior do problema, como pode ser observado nos seguintes critérios:

1. Critério do Valor Esperado:

Tem como objetivo principal maximizar o lucro esperado ou minimizar o custo esperado. A utilidade deve ser cuidadosamente valorada para que os resultados sejam significativos.

O exemplo a seguir mostra a sua aplicação:

Investimento de \$20 pode resultar em \$0 ou em \$100, com igual probabilidade:

Com isso, o valor esperado do ganho líquido é:

$$(\$0 \times 0.5 + \$100 \times 0.5) - \$20 = \$30.$$

Dessa forma, se o ganho líquido > 0 , inicialmente a opção seria pela decisão de investir. Porém, na avaliação de possíveis investidores, denominados A e B, o conceito de risco pode ser bem diferente.

A possui apenas \$20: Acha arriscado e decide não investir.

B possui \$500: está disposto a perder \$20 e decide investir.

Para concluir, nesse critério com um número infinito de experimentos, o investidor terá lucro de \$30; para tal, precisa investir infinitas vezes os \$20.

Nesse critério, Z é a variável aleatória utilizada. Através de um conjunto de variáveis $Z=(Z_1, Z_2, ..., Z_n)$, é possível obter o valor esperado ($E(Z)$) e a variância (σ^2).

A média do valor das amostras é dada por: $\bar{U}=(Z_1+ Z_2+, ..., + Z_n)/n$, e a variância média por: σ^2/n , em que n é o número de amostras.

Se $n \rightarrow \infty$, ou seja, para um número infinito de amostras, $\sigma^2/n \rightarrow 0$, então, $\bar{U} \rightarrow E(Z)$, validando a afirmação do problema a respeito do critério do valor esperado.

2. Critério do Valor Esperado combinado com a variância:

Com grande aplicação em problemas de decisão a curto prazo, o critério do valor esperado combinado à variância possui uma formulação similar à apresentada no critério do valor esperado. Porém, no presente

critério, há a inserção da constante K , e o objetivo desse critério passa a ser o de maximizar $(E(Z) - K \cdot \sigma^2(Z))$.

No critério combinado à variância, surge o fator de aversão ao risco K , que indica o grau de importância da variância de Z em relação ao valor esperado de Z . Dessa forma, quanto maior a aversão ao risco, maior será o K . Esse critério faz uso do conceito de utilidade, visto que K indica o que o tomador de decisões pensa do excessivo desvio do valor esperado.

3. Critério do Nível Requerido:

Esse critério é utilizado para a obtenção de resultados “aceitáveis”. Não visa à maximização de lucro ou à minimização de custos, e como vantagem da aplicação desse método tem-se o fato de não haver necessidade de definir exatamente uma função distribuição de probabilidade.

Exemplo: João anuncia a venda de seu carro usado. Ao receber uma oferta, deve decidir se aceita ou não a proposta. Isto é, João estabeleceu um preço limite abaixo do qual o carro não será vendido.

Esse é o nível requerido, que permite que João aceite a primeira oferta que satisfaça esse nível. Porém, depois de vender o carro, João pode receber ofertas mais interessantes.

4. Critério da Mais Provável Ocorrência Futura:

Nesse critério, há a troca de uma situação probabilista para uma determinística, através da mudança na variável aleatória pelo valor que possui maior probabilidade de ocorrer, conforme exemplo a seguir.

Existe sempre uma probabilidade pequena de um avião cair, embora alguns passageiros assumam que uma viagem de avião seja totalmente segura.

Essa simplificação não deve ser feita apenas para simplificação matemática, mas para auxiliar na tomada de decisão quando, do ponto de vista prático, o futuro mais provável fornece informação adequada.

4.3 GESTÃO DO RISCO BASEADO NO USO DO VAR E CVAR

Posteriormente, são apresentadas duas ferramentas para gestão do risco desenvolvidas pela indústria financeira para quantificar a exposição ao risco de portfólio de uma companhia, as quais integram este trabalho, sendo elas o *Value at Risk (VaR)* e o *Conditional Value at Risk (CVaR)*.

A abordagem VaR visa a quantificar o risco analisando a máxima perda a um determinado nível de probabilidade. De forma complementar, o CVaR busca avaliar o potencial da exposição pela qual

o tomador de decisões opta devido à redução de custos ou até mesmo por acreditar na baixa probabilidade de ocorrência dos eventos. O CVaR é uma medida importante que merece destaque, visto que mede o valor esperado dos riscos para os cenários nos quais há exposição, que podem ser altos, diferentemente do VaR, que não fornece nenhuma informação a respeito das perdas que o excedem.

Para distribuições contínuas, o CVaR pode ser definido como a média das perdas residentes na porção α da cauda da distribuição.

A Figura 8 apresenta uma distribuição normal de probabilidades feita com base em um histórico de valores de exposições. Este exemplo tem como intuito representar a região da curva onde atuam o VaR e o CVaR para um nível de confiança $\alpha = 95\%$. A área acinzentada representa a região do CVaR.

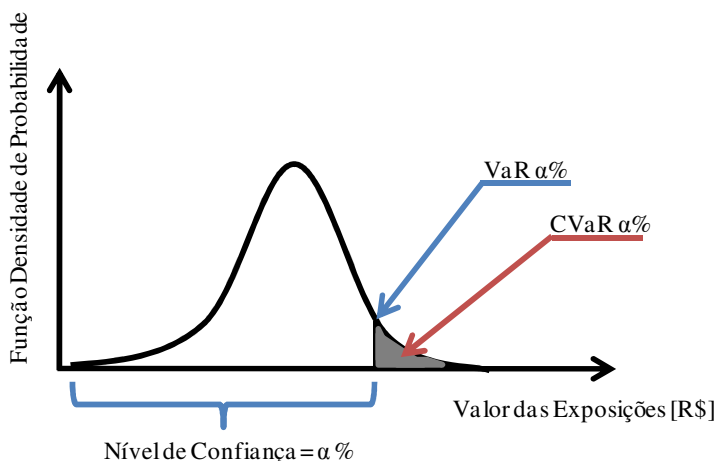


Figura 8 – Curva de distribuição normal com a representação dos pontos onde incidem os critérios de gestão dos riscos (VaR e CVaR).

Fonte: Adaptado de Sarykalin; Uryasev; Serraino (2008).

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Problemas com incerteza associada tornam-se tratáveis quando se conhece o comportamento das variáveis, e para solucionar tais problemas, diversos critérios de tomada de decisão são utilizados. Na análise apresentada neste trabalho o critério do valor esperado associado as técnicas adotadas na gestão do risco, VaR e CVaR, mostram-se

vantajosos para auxílio a tomada de decisão, principalmente por se tratar de um problema no qual o consumidor de energia elétrica necessita tomar uma posição frente ao risco relacionado a compra de energia no mercado de curto prazo.

No Capítulo 5 é abordado o método Monte Carlo e são explicadas a sua utilização e as suas aplicações em problemas relacionados a decisão sob incertezas probabilísticos.

5 TÉCNICA DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO

5.1 CONHECENDO A SIMULAÇÃO MONTE CARLO

O método de simulação Monte Carlo permite simular qualquer processo dependente de fatores aleatórios. A composição da técnica de simulação Monte Carlo consiste basicamente em uma variável aleatória com sua distribuição de probabilidade e uma sequência de números randômicos.

Exemplo: assume-se que a variável aleatória W tem uma distribuição de probabilidade W_z , e que uma amostra Z_1, Z_2, \dots, Z_n de W é disponibilizada. Partindo dessa amostra aplicada a uma função teste, pode ser identificada uma função muito próxima da função de distribuição real W_z , chamada de função de distribuição empírica \hat{W}_z .

A simulação Monte Carlo comumente usada pode ser representada pela Figura 9.

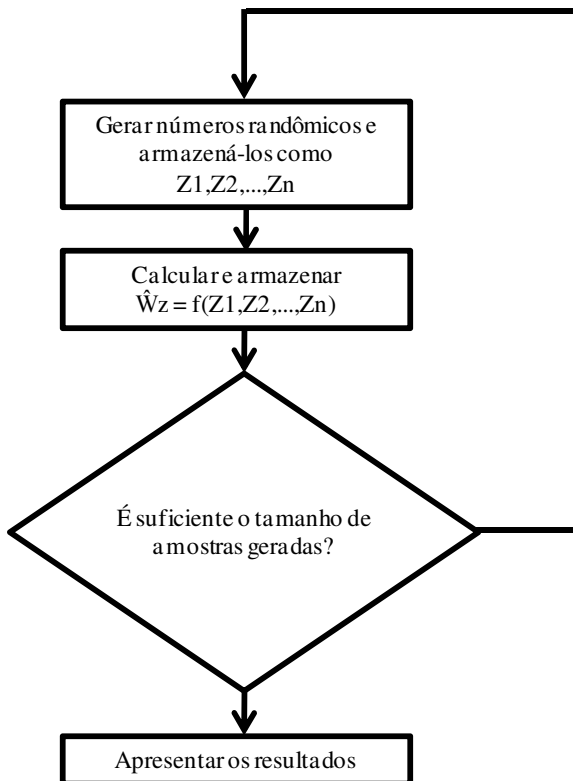


Figura 9 – Técnica de simulação Monte Carlo comumente utilizada.

5.2 APLICAÇÃO DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO

De modo geral, para a obtenção de uma distribuição de probabilidade empírica, é necessário o conhecimento de um conjunto de amostras (representadas neste trabalho por um histórico de dados) que tornem possível a construção de uma função teste.

Quando as funções distribuição de probabilidade são abordadas, a média e o desvio padrão do conjunto de amostras devem ser apurados para “montar” a função teste, para que então seja possível obter a função empírica.

Para obtenção do desvio padrão amostral, é necessário primeiramente o cálculo da média das Z_n amostras, representada por:

$$\mu = \bar{Z} = \frac{Z_1 + Z_2 + \dots + Z_n}{n} \quad (5.1)$$

Em que n é o número de amostras.

Assim, pode-se calcular o desvio padrão do conjunto de amostras com a seguinte equação:

$$\sigma = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (Z_i - \bar{Z})^2 \quad (5.2)$$

Em que i representa a i -ésima amostra

Neste trabalho, o Matlab é o software utilizado em virtude de sua interface amigável e por ser largamente difundido no meio acadêmico. Ele possui um comando que auxilia na implantação de funções de distribuição de probabilidade chamado “randn”, que recebe esse nome devido à distribuição de probabilidade normal gerada pelo comando, a qual tem média nula e desvio padrão unitário.

$$N \approx (\mu, \sigma) \Rightarrow (0,1) \quad (5.3)$$

Em posse dessa distribuição de probabilidade, é possível “transformá-la” em outra distribuição normal, com média e desvio padrão obtidos da base de dados existente, ou até mesmo converter em outro tipo de distribuição de probabilidade (Weibull, Log-Normal, Exponencial, entre outras).

Charbeneau (1978) apresenta a conversão de uma distribuição normal para outra, porém, ajustando a média e o desvio padrão – é uma operação matemática mais simples. Abaixo é mostrado como é obtida a função teste para este caso.

Lembrando que:

μ é a média do conjunto de valores amostrados;

σ é o desvio padrão do conjunto de valores amostrados.

O ajuste da função “randn” para a média e o desvio padrão do conjunto de valores amostrados é feito através da formulação:

$$f_{i,n} = \mu + \sigma \cdot \text{randn}(n) \quad (5.4)$$

Em que n é o número de amostras.

$f_{t,n}$ é a função teste da distribuição normal.

Em contrapartida, a operação para uma função do tipo log-normal é um pouco mais complexa, obtida através da relação com a distribuição normal:

Se X =Distribuição Log-Normal
 $Z = \ln(X)$ = Distribuição Normal

Então, assumindo que U é uma unidade normal, similar à Equação 5.4, temos: $Z = \mu + \sigma U$ é normal com média μ e desvio padrão σ .

Na aplicação da log-normal, são escolhidos a média e o desvio padrão de $X = e^Z$, chamados aqui de μ_x e σ_x .

Logo: $\mu_x = e^\mu \cdot \sqrt{\theta}$

Em que: $\theta = e^{\sigma^2}$

A variância é $\sigma_x^2 = e^{(2 \cdot \mu) \cdot \theta \cdot (\theta - 1)}$ (5.5)

Por meio de operações algébricas para resolução do problema, obtém-se as seguintes expressões:

$$\sigma = \sqrt{\ln\left(\frac{\sigma_x^2}{\mu_x^2} + 1\right)} \quad (5.6)$$

$$\mu = \ln(\mu_x) - \frac{\sigma^2}{2} \quad (5.7)$$

Resultando em:

$$X = e^{(\mu + \sigma \cdot \text{randn}(n))} \quad (5.8)$$

Ou:

$$f_{t,l} = e^{(\mu + \sigma \cdot \text{randn}(n))} \quad (5.9)$$

Em que:

$f_{t,l}$ é a função teste da distribuição log-normal.

As demais funções utilizam raciocínio análogo para a conversão, porém, não serão abordadas ao longo desta dissertação. Todavia, um maior detalhamento sobre as distribuições de probabilidade, discutidas até aqui, é dado no Capítulo 6.

5.3 DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE AMOSTRAS

Para que a função de distribuição empírica fique o mais próxima possível da função de distribuição real, é de fundamental importância que o número de amostras não seja suficientemente grande, de forma a desperdiçar tempo e esforço computacional, e nem pequeno demais, para levar a resultados não confiáveis.

De acordo com Barbetta (2004), para encontrar o número ideal de amostras, primeiramente, é necessário estipular um erro relativo, para só então ser feito o cálculo do erro total:

$$\varepsilon_t = \mu \cdot \varepsilon_{\%} \quad (5.10)$$

O erro absoluto é então definido como a média da variável aleatória multiplicada pelo erro relativo previamente escolhido. Em posse do valor do erro absoluto, é possível aplicar a fórmula para determinar o número de pontos:

$$N = \left(\frac{Z_{\alpha/2} \cdot \sigma}{\varepsilon_t} \right)^2 \quad (5.11)$$

Em que:

$Z_{\alpha/2}$ é o valor crítico que corresponde ao grau de confiança desejado;

N é o número de pontos utilizados na simulação Monte Carlo;

σ é o desvio padrão das funções encontrados mês a mês;

ε_t é o erro absoluto total.

Os valores de confiança mais utilizados e os valores de Z correspondentes podem ser encontrados na tabela abaixo:

Tabela 4 – Grau de confiança e respectivo valor crítico de Z .

Grau de confiança	$1 - \alpha$	Valor crítico de $Z_{\alpha/2}$
90%	0,10	1,645
95%	0,05	1,96
99%	0,01	2,575

No exemplo mostrado na Figura 10, o nível de confiança utilizado é de 95%, o qual está representado por uma distribuição normal padronizada, conforme Equação 5.3.

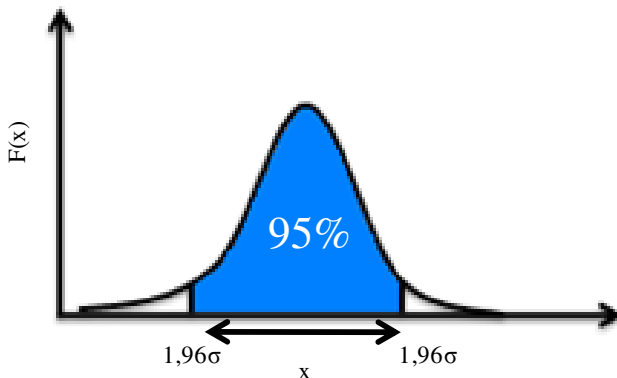


Figura 10 – Distribuição Normal padronizada com grau de confiança de 95%, e a representação do respectivo valor crítico.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação das técnicas de simulação Monte Carlo mostra-se bastante interessante em problemas no qual se conhece o comportamento das variáveis, no entanto, não se sabe a probabilidade de ocorrência. O Capítulo 6 aplica as técnicas de simulação Monte Carlo no problema da definição do nível ótimo de contratação.

No entanto, cabe observar que o número ideal de amostras a serem geradas randomicamente por meio da simulação Monte Carlo varia de acordo com o problema a ser solucionado. Para problemas nos quais a base histórica não é significativamente grande, o número de amostras para um bom resultado pode ser elevado, exigindo um grande esforço computacional. Com isso, caso haja redução no número de amostras, o resultado será um aumento na margem de erro da distribuição de probabilidade empírica em relação à distribuição de probabilidade real.

Devido a necessidade por resultados com pequena margem de erro, em virtude da confiabilidade, e pequeno número de amostras, em virtude do esforço computacional, foram criadas técnicas para redução do número de amostras, as quais devem ser estudadas em trabalhos futuros para melhoria da qualidade dos resultados.

6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SUA APLICAÇÃO

6.1 VISÃO GERAL DO PROBLEMA

A definição do nível ótimo de contratação não é uma tarefa trivial. Para isso, é necessário estabelecer alguns parâmetros e ter amplo conhecimento por parte do grande consumidor. Informações relacionadas ao histórico do consumo e aos preços praticados no mercado de energia elétrica auxiliam o consumidor na tomada de decisão.

A análise da exposição ao mercado spot visa mostrar o potencial de melhora obtido com o uso das ferramentas de análise do risco, no auxílio à definição do nível ótimo de contratação anual de energia elétrica.

Todavia, avaliar a exposição ao mercado spot não é a única maneira de se tomar decisões no ACL. A busca por estabelecer contratos bilaterais e de derivativos também faz parte do ambiente de contratação livre. Contudo, esse não é o foco deste trabalho. Isso foi apresentado conceitualmente no Capítulo 3 apenas de forma a complementar o potencial de análise e a busca pela melhor solução por parte do grande consumidor de energia elétrica.

De modo a aplicar a metodologia desenvolvida nesta dissertação, o item 6.2 apresenta a maneira como foi formulado o problema e os passos para sua solução, concluindo a explanação por meio da apresentação do resultado obtido em simulação.

Complementar a metodologia apresentada, a gestão de risco integrada tem o intuito de fornecer a um conjunto de empresas a possibilidade de contratar menos energia a um valor esperado igual à soma dos valores esperados das exposições de todas juntas. Por fim, a análise do uso de um gerador diesel para cada empresa ou para o conjunto de empresas em determinados meses do ano, busca auxiliar o tomador de decisões em termos de redução do valor esperado da exposição.

Para facilitar o entendimento da pesquisa, é mostrada através de um diagrama de blocos a divisão por fases da metodologia proposta, conforme Figura 11.

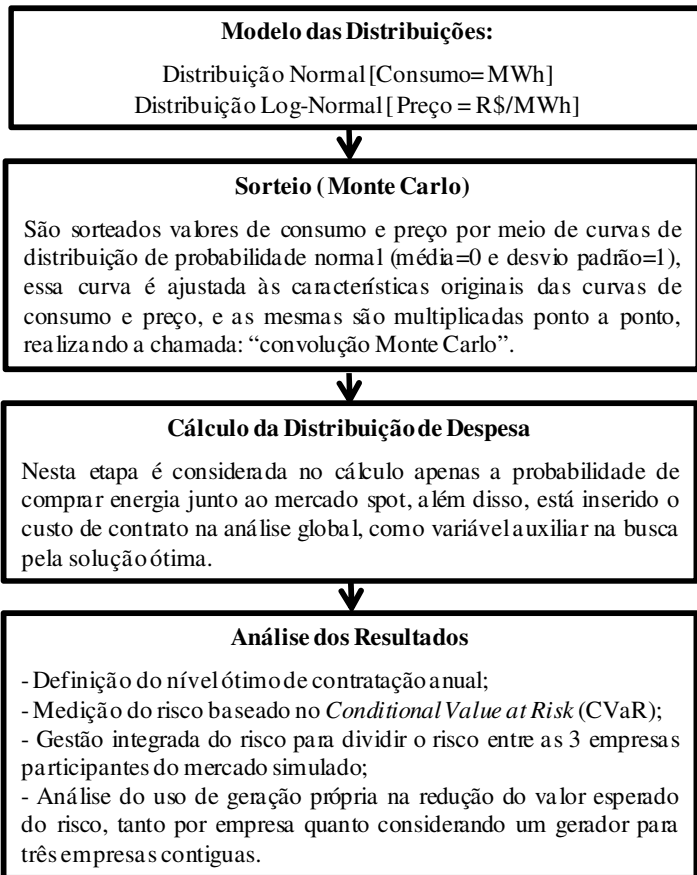


Figura 11 – Diagrama de blocos da metodologia proposta para a obtenção do nível ótimo de contratação

Fonte: Elaboração própria

6.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A partir do diagrama de blocos da Figura 11, pode-se observar que a aplicação da metodologia proposta no presente trabalho se inicia com a definição das distribuições de probabilidade para representar o consumo de energia elétrica do consumidor e os preços spot praticados no submercado da região Sul.

A escolha das funções distribuição de probabilidade que representem o preço e o consumo de energia elétrica, passam pelo entendimento do conceito de função utilidade. Ao contrário de algumas métricas de risco, que só levam em conta no processo decisório as perdas que possam ocorrer, a função de utilidade leva em consideração toda a gama de cenários, “traduzindo” receitas financeiras em “unidades de utilidade”. O objetivo, nesse momento, passa a ser maximizar a utilidade esperada, em que a função utilidade do agente passa a descrever sua atitude frente ao risco, que pode ser de aversão, neutralidade ou propensão. Na Figura 12, abaixo, x representa os atributos ou valor e $U(x)$ a utilidade.

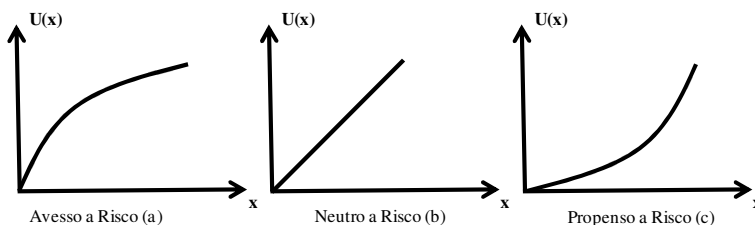


Figura 12 – Tipos de Funções de Utilidade.

A Figura 12.a é uma função côncava, típica de um investidor avesso ao risco, também chamado de conservador. Sua principal característica é que está muito mais sensível a perdas do que a lucros.

Um exemplo de função de utilidade avessa ao risco é a função quadrática representada pela seguinte equação:

$$u(x) = \gamma \cdot (x - 0,5 \cdot \gamma \cdot x^2) + b \quad \gamma \cdot x \leq 1 \quad (6.1)$$

Em que γ é o parâmetro relacionado ao grau de aversão ao risco.

Contudo, o grau de aversão ao risco de um tomador de decisões é medido pelo coeficiente de aversão ao risco.

$$r(x) = -\frac{u''(x)}{u'(x)} \quad (6.2)$$

Desse modo, a função quadrática apresenta o seguinte coeficiente de aversão ao risco:

$$r(x) = \frac{\gamma}{1 - \gamma \cdot x} \quad (6.3)$$

Com isso, fica clara a aversão ao risco de funções quadráticas.

A Figura 12.b é típica de investidores neutros ao risco, em virtude de sua primeira derivada ser uma constante. Como exemplo, é usada a Equação 6.4, que representa uma função linear.

$$u(x) = a \cdot x \quad (6.4)$$

Obtendo como coeficiente de aversão ao risco:

$$r(x) = 0 \quad (6.5)$$

Por fim, no caso de um investidor propenso ao risco, identificado na Figura 12.c, ocorre o oposto do caso da aversão, ou seja, com a característica convexa, a sua primeira derivada aumenta à medida que os ganhos crescem. Normalmente é utilizada a função logarítmica.

$$u(x) = a \cdot \ln(x + \beta) + b; \quad x + \beta \geq 0 \quad (6.6)$$

β é o parâmetro que geralmente corresponde à quantidade de capital reservado do tomador de decisões.

Sendo o seu coeficiente de aversão ao risco

$$r(x) = \frac{1}{x + \beta} \quad (6.7)$$

e conhecendo as funções de utilidade, é perceptível que o uso do critério do valor esperado comumente se aplica ao tomador de decisões neutro ao risco, no entanto, o presente trabalho adiciona outras técnicas

na gestão do risco, como o *Value at Risk* e *Conditional Value at Risk*, que posicionam o consumidor de forma avessa ao risco.

No ponto de vista das variáveis consumo de energia elétrica e preço do mercado *spot*, o que se observa na representação destas variáveis é o uso das distribuições de probabilidade normal e log-normal, respectivamente.

O comportamento dessas duas variáveis deve-se às observações ocorridas quanto aos valores de consumo de energia elétrica (os quais estão concentrados em torno de um valor central, característica típica de uma curva de distribuição normal) e aos valores oriundos do preço *spot*.

Assume-se neste trabalho que o preço *spot* tem uma característica mais logarítmica, justificando, desse modo, o uso de uma curva de distribuição de probabilidade log-normal. Os apêndices A e B apresentam os valores do consumo de energia elétrica e a média do preço *spot* do submercado da região Sul, respectivamente.

Por se tratar de um protótipo que objetiva auxiliar o consumidor livre na determinação de seu nível ótimo de contratação de energia elétrica, o presente trabalho não se preocupa em fazer testes de aderência, os quais segundo Barbetta (2004) tem a finalidade de verificar se os dados de uma amostra comportam-se de acordo com uma distribuição teórica, no problema em questão as distribuições clássicas (normal e log-normal). Logo, no caso da aplicação da metodologia proposta de determinação da contratação de energia elétrica para um consumidor real, faz-se necessário submeter as funções distribuição de probabilidade à testes de aderência. Além disso, para tornar o problema tratável, o número de amostras deveria ser reduzido com aplicação de técnicas próprias a esta finalidade, conforme sugestão no Capítulo 7.

Dentre as considerações utilizadas nesta dissertação, é possível observar que o histórico de consumo de energia elétrica pode variar de 1.000 a 6.000 MWh por mês. Já as curvas de preço *spot* oscilam entre 10 e 650 R\$/MWh, resultando em uma exposição entre R\$ 10.000 e R\$ 3.900.000, conforme a seguinte relação:

$$\text{Exposição} = \text{Consumo[MWh]} \times \text{Preço[R\$/MWh]}.$$

Contudo, as faixas de valores consideradas acima servem apenas de limitantes da função distribuição de probabilidade, na busca por manter a característica destas funções de que a área seja unitária, a qual será gerada através de uma função teste, conforme a conceituação apresentada no Capítulo 5.

Para demonstrar a modelagem do problema, a análise do nível ótimo de contratação de energia elétrica de cada empresa tem início com a determinação do número de pontos a ser obtido por meio da simulação

Monte Carlo, de modo a melhor representar as funções distribuição de probabilidade. Na continuidade, é feita a formulação matemática do problema da “convolução Monte Carlo” para cada empresa, e por fim, são apresentados os resultados obtidos em simulação, no item 6.2.1 deste trabalho.

A análise da gestão de risco integrada, item 6.2.2, visa a apresentar ao tomador de decisões e responsável pela gestão da energia a ser contratada pelas três empresas os benefícios oriundos da ação conjunta das empresas frente ao risco de contratação de energia elétrica no mercado *spot*.

Por fim, o item 6.2.3 avalia a viabilidade do uso de um gerador diesel para cada empresa ou de forma conjunta, porém, com o mesmo enfoque de se reduzir o risco da não contratação resultante da escolha previamente feita pelo tomador de decisão.

6.2.1 Análise da convolução Monte Carlo por empresa

Com o intuito de melhor representar as funções empíricas utilizadas neste problema, faz-se necessária a determinação do número ótimo de amostras para a representação das curvas de distribuição normal e log-normal.

A importância de escolher de forma adequada o número de pontos visa a reduzir o erro na representação das curvas.

Com base no histórico de dados de consumo de energia elétrica e de preços *spot* mês a mês, encontrados nos apêndices A e B, é possível determinar o número de amostras que deve ser simulado. As tabelas 5, 6, 7 e 8, apresentam o número de amostras que deve ser simulado para a obtenção das funções empíricas de preço *spot* e de consumo de energia elétrica. Na explanação do Capítulo 5, é possível observar que o número de amostras a ser simulado depende do erro absoluto, o qual é função da média das amostras, com isso, cada mês possui um número ótimo de amostras a ser gerada diferente, e pelo fato da base histórica de dados ser pequena (quatro anos), o número de amostras se mostra bastante variado para cada mês.

Como dados de entrada do problema, é importante destacar que na obtenção do número de amostras é utilizado um erro relativo de 1% e um nível de confiança de 95%.

Tabela 5 – Dados do preço spot obtidos da base de dados históricos.

DADOS REFERENTES AOS PREÇOS SPOT				
MÊS	MÉDIA	VARIAÇÃO MÉDIA [%]	ERRO ABSOLUTO	Nº DE AMOSTRAS
Janeiro	192,453	236,03	1,92453	214.017
Fevereiro	101,869	130,09	1,01869	65.013
Março	80,0927	108,22	0,800927	44.993
Abril	49,9515	55,64	0,499515	11.892
Maiο	37,8851	34,35	0,378851	4.532
Junho	62,3175	28,16	0,623175	3.047
Julho	95,5079	70,88	0,955079	19.300
Agosto	74,7978	111,07	0,747978	47.393
Setembro	129,311	138,05	1,29311	73.218
Outubro	126,654	143,44	1,26654	79.039
Novembro	117,369	137,11	1,17369	72.217
Dezembro	116,569	145,03	1,16569	80.799

Tabela 6 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa A obtidos da base de dados históricos.

DADOS REFERENTES AO CONSUMO – EMPRESA A				
MÊS	MÉDIA	VARIAÇÃO MÉDIA [%]	ERRO ABSOLUTO	Nº DE AMOSTRAS
Janeiro	3331,61	20,54	33,3161	1.620
Fevereiro	3137,31	17,81	31,3731	1.219
Março	3377,72	13,37	33,7772	686
Abril	3319,28	12,55	33,1928	605
Maiο	3417,35	5,50	34,1735	116
Junho	3492,07	7,36	34,9207	208
Julho	3731,79	2,73	37,3179	29
Agosto	3782,79	4,47	37,8279	77
Setembro	3359,71	16,73	33,5971	1.075
Outubro	3732,18	2,46	37,3218	23
Novembro	3482,12	10,73	34,8212	442
Dezembro	3288,28	21,90	32,8828	1.843

Tabela 7 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa B obtidos da base de dados históricos.

DADOS REFERENTES AO CONSUMO – EMPRESA B				
MÊS	MÉDIA	VARIAÇÃO MÉDIA [%]	ERRO ABSOLUTO	Nº DE AMOSTRAS
Janeiro	4926,81	1,86	49,2681	13
Fevereiro	4627,04	2,19	46,2704	18
Março	4717,37	12,23	47,1737	574
Abril	4529,71	4,32	45,2971	72
Mai	4196,26	6,44	41,9626	159
Junho	3942,64	5,18	39,4264	103
Julho	4094,88	3,61	40,9488	50
Agosto	4305,31	2,41	43,0531	22
Setembro	4224,61	4,58	42,2461	81
Outubro	4655,52	3,79	46,5552	55
Novembro	4763,47	7,67	47,6347	226
Dezembro	5176,76	2,13	51,7676	17

Tabela 8 – Dados de consumo de energia elétrica da empresa C obtidos da base de dados históricos.

DADOS REFERENTES AO CONSUMO – EMPRESA C				
MÊS	MÉDIA	VARIAÇÃO MÉDIA [%]	ERRO ABSOLUTO	Nº DE AMOSTRAS
Janeiro	3293,82	14,00	32,9382	752
Fevereiro	3237,01	16,37	32,3701	1.029
Março	3707,5	6,97	37,075	186
Abril	3519,07	6,43	35,1907	159
Mai	3528,5	4,63	35,285	82
Junho	3640,1	10,88	36,401	455
Julho	3804,62	9,36	38,0462	337
Agosto	3726,95	6,06	37,2695	141
Setembro	3359,71	39,07	33,5971	5.866
Outubro	3528,25	18,56	35,2825	1.324
Novembro	3725,93	7,34	37,2593	207
Dezembro	3884,49	7,66	38,8449	225

As tabelas acima apresentam a métrica chamada de variação média[%], a qual também é conhecida por coeficiente de variação e é caracterizada como a divisão entre o desvio padrão e a média e posteriormente multiplicação por 100, para transformar em percentagem. Esta métrica representa o quanto os desvios padrões em relação a média atingem do valor dela.

Na Tabela 5, é importante destacar que o número de amostras requerido para representar o preço *spot* na distribuição de probabilidade é elevado. Isso se deve principalmente à volatilidade do mercado *spot*, que faz com que haja uma grande variação no valor requerido para o número de amostras, conforme a Equação 5.10, visto a dependência da média e do desvio padrão, os quais necessitam de uma base histórica maior para melhor representar a distribuição de probabilidade do preço *spot*.

Os dados das tabelas do consumo de energia elétrica também possuem elevada variação no número de amostras requerido, contudo mostrasse bastante inferior ao valor requerido na representação do preço *spot*. Por se tratar de um protótipo e na busca por reduzir o esforço computacional, devido à quantidade de *loops* oriundos do uso de comandos *for*, *while* e *if*, envolvidos na programação feita nesta dissertação, é adotado o valor de 200 amostras na representação das distribuições de preço do mercado *spot* e consumo de energia elétrica.

Este número de amostras requerido para construção das curvas empíricas de distribuição de probabilidade, é utilizado na aplicação da técnica de simulação Monte Carlo, que randomicamente reproduz estas curvas de distribuição de forma discretizada.

Em posse da curva empírica devidamente ajustada, é possível obter todas as exposições resultado do produto entre consumo de energia elétrica e preço da energia contratada. Porém, somente por meio de uma formulação matemática detalhada é possível identificar a influência das variáveis do problema e o modo de reduzir o impacto da exposição.

Com o auxílio dos trabalhos de Conejo (2007) e Menitti (2008) e da análise do problema, é obtido o seguinte equacionamento:

$$V_E^{A,B,C} = \min(V_E^{A,B,C}(\text{Exposição} \omega)) \quad (6.8)$$

$$V_E^{A,B,C} = \min \left(\frac{\sum_{j=1}^{12} \left(\int_0^n C_{n,j} \cdot dn - N_C(\omega) \right) \cdot \lambda_j \cdot \pi_j(\omega)}{1 - \alpha} \right) + C_C(\omega) \quad (6.9)$$

$$C_C(\omega) = N_C(\omega) \cdot P_C \quad (6.10)$$

Restrições de consumo excedente:

$$C_{n,j} - N_C(\omega) \leq 0 \quad \longrightarrow \quad 0 \quad (6.11)$$

$$C_{n,j} - N_C(\omega) > 0 \quad \longrightarrow \quad C_{n,j} - N_C(\omega) \quad (6.12)$$

Em que:

j é o período do ano (Janeiro a Dezembro);

n é o valor da função distribuição de probabilidade (fdp) nas curvas de distribuição normal $[0,1]$;

$C_{n,j}$ é a curva de distribuição normal de consumo da empresa no período j .

$N_C(\omega)$ é o nível de contratação do cenário ω (MWh).

$C_C(\omega)$ é o custo de contrato referente ao nível de contratação do cenário ω (R\$).

λ_j é a curva de distribuição log-normal do preço spot para o período j .

α é o nível de confiança, ou seja, o nível que se deseja estar protegido do risco.

$\pi_j(\omega)$ Densidade de probabilidade das exposições associadas às curvas resultantes de cada cenário ω para o período j .

P_C é o preço da energia elétrica a ser contratada (R\$/MWh).

$V_E^{A,B,C}$ é o valor esperado da empresa A,B ou C.

O que se observa na formulação do problema, é que nas restrições de consumo excedente quando o nível de contratação for maior do que a

energia consumida, Equação 6.11, não é considerada a venda da energia excedente junto ao mercado *spot*. Desse modo, na resolução do problema apenas consideramos o consumo acima do nível contratado, Equação 6.12, pois o intuito é verificar a exposição a compra no mercado *spot*.

A resolução do problema formulado acima, pode ser representada através da Figura 13, que apresenta a multiplicação das funções distribuição de probabilidade normal e log-normal ponto a ponto, do consumo de energia elétrica e do preço *spot* respectivamente, além da curva de exposição como resultante.

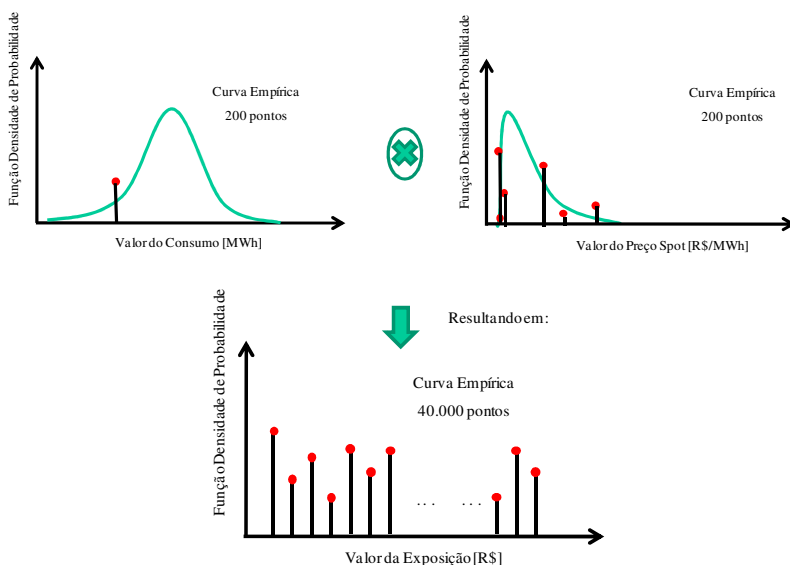


Figura 13 – Detalhamento da “convolução” entre as curvas de consumo e o preço no mercado spot de energia elétrica

Segundo Smith (1999) a convolução de duas funções discretas é solucionada por meio da soma ponto a ponto do produto de uma função pela outra função refletida em relação a um plano. Se considerado o produto de duas funções discretas que seguem as características das distribuições normal e log-normal, respectivamente, então tem-se como resultado uma função discreta na qual sua proximidade com distribuição normal ou log-normal só será determinada por meio de testes de aderência, tendo neste caso a curva de exposição uma característica

variável, em determinado caso similar a uma distribuição normal em outro similar a um distribuição log-normal ambas discretizadas.

No caso de convolução entre funções distribuição de probabilidade contínuas dos tipos normal e log-normal, respectivamente, seria necessária a análise matemática das funções e as considerações podem ser vistas em Hawkins (1991).

Na simulação Monte Carlo realizada, as amostras obtidas para a criação de cada curva empírica são equiprováveis, pois todos os valores que podem ser gerados aleatoriamente e têm igual probabilidade de existir.

A “convolução” Monte Carlo mostrada na Figura 13 realiza o produto ponto a ponto dos valores amostrados das funções (200 amostras x 200 amostras), resultando em uma curva de 40.000 amostras que constituem a função empírica da exposição.

A opção pela convolução se deve ao fato de que na discretização, cada um dos pontos da curva de consumo, quando multiplicados pelos pontos da curva de preço geram uma curva, dessa forma, a discretização gera 200 curvas de exposição, fato esse que dificulta e muito ao encontrar a influência que a definição do nível de contratação tem sobre a exposição.

Na formulação matemática do problema com uso da convolução, fica mais evidente a influência dos cenários de contratação vistos na Figura 14, sobre os valores da exposição resultantes. A aplicação dos cenários tem como característica principal, o fato de que os valores de consumo de energia elétrica abaixo do nível de contratação (N_c) são descartados, visto que, caso o consumo seja inferior ao montante contratado, ele não apresentará risco de exposição para o tomador de decisão. Dessa forma, havendo variação no nível de contratação, a curva de consumo sofrerá mudanças em suas características, resultando em uma curva de exposições também diferenciada, já que as probabilidades dentro do conjunto de amostras de cada curva irão variar.

Conforme o equacionamento, ω é a atribuição dada aos cenários que definem os diferentes níveis de contratação.

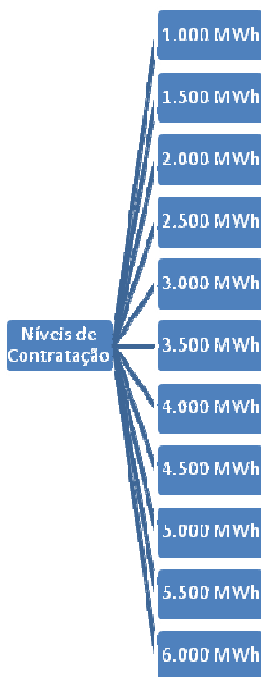


Figura 14 – Níveis de contratação escolhidos para simulação.

Devido à função teste ser construída partindo de uma pequena base histórica (quatro anos), a opção foi estipular poucos cenários, tendo em vista que o aumento no número de cenários não traria uma contribuição significativa para o resultado final.

O uso da variável auxiliar custo de contrato (C_c) na formulação do problema, se mostra importante na definição da análise do nível ótimo de contratação anual, conforme Figura 15.

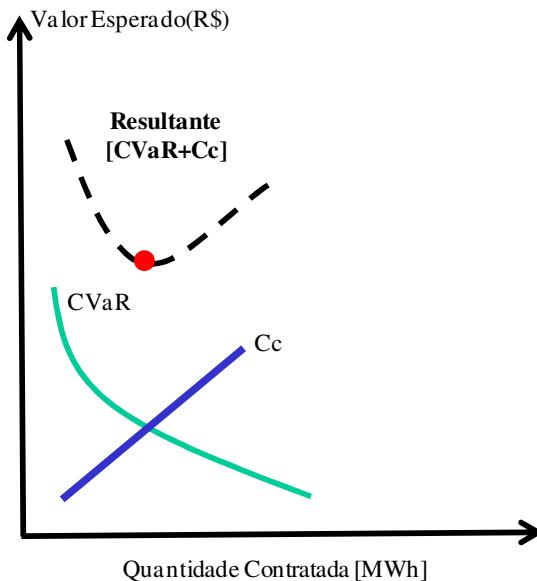


Figura 15 – Influência do CVaR e Cc na definição do ponto ótimo de contratação

O que se observa na Figura 15 é uma redução no valor do CVaR conforme há um aumento no nível de contratação, em contrapartida, a variável custo de contrato adotada nesta dissertação, tem um aumento conforme aumenta o nível de contratação. Na prática existem diversas formas de se comercializar energia elétrica, podendo em alguns casos ser estipulado descontos conforme aumento da contratação.

Com isso, se observa que os resultados serão em função da soma do CVaR e do Custo de Contratação, resultando na melhor opção a ser contratada.

Caracterizado o problema, são apresentados os resultados para cada empresa da definição de seus níveis ótimos de contratação.

EMPRESA A:

A empresa A tem 95% de confiança de que as exposições máximas aceitas ao mercado spot são aquelas mostradas nas tabelas 9 e 10.

Estes valores são conhecidos como VaR, conforme conceito apresentado no Capítulo 4, e representados nas tabelas em R\$/10⁶.

Com base neste critério de decisão, em seguida busca-se um nível de contratação apropriado, que considere custo e risco, que são as variáveis escolhidas para o critério de decisão. Essas variáveis de decisão estão representadas na Figura 15.

Com intuito de facilitar a visualização dos resultados, os mesmos são divididos nos dois semestres do ano.

Tabela 9 – Valores de Exposição Máxima para a empresa A, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	1.7996	0.7384	0.6286	0.2611	0.1584	0.2413
1.500	1.4489	0.5833	0.4983	0.2087	0.1264	0.1953
2.000	1.1365	0.4352	0.3703	0.1580	0.0947	0.1492
2.500	0.8102	0.2950	0.2507	0.1103	0.0633	0.1047
3.000	0.5641	0.1907	0.1556	0.0720	0.0340	0.0629
3.500	0.3783	0.1346	0.0937	0.0511	0.0138	0.0319
4.000	0.3194	0.0907	0.0676	0.0288	0	0.0123
4.500	0.2443	0	0.0227	0.0060	0	0
5.000	0	0	0	0	0	0
5.500	0	0	0	0	0	0
6.000	0	0	0	0	0	0

Tabela 10 – Valores de Exposição Máxima para a empresa A, com nível de confiança de 95% (2º semestre)

Nc	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	0.6773	0.6857	0.8606	0.9401	0.8509	0.9191
1.500	0.5531	0.5617	0.6870	0.7694	0.6845	0.7268
2.000	0.4258	0.4387	0.5195	0.5979	0.5152	0.5532
2.500	0.3017	0.3150	0.3604	0.4275	0.3465	0.4180
3.000	0.1775	0.1885	0.2443	0.2558	0.2017	0.3010
3.500	0.0601	0.0757	0.1874	0.0874	0.1187	0.2083
4.000	0.0026	0.0270	0.1281	0.0053	0.0693	0.1899
4.500	0	0	0.0762	0	0	0.1073
5.000	0	0	0.0038	0	0	0.0178
5.500	0	0	0	0	0	0
6.000	0	0	0	0	0	0

O resultado do valor esperado acima do nível de confiança de 95%, o CVaR assim como o custo do contrato, o qual está sujeito a um

$P_C = 120 \text{ R\$/MWh}$ - preço recentemente apurado para a geração de energia elétrica convencional, são apresentados na Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11 – Valores de CVaR e C_c para a empresa A, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan		Fev		Mar	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	2.8553	0.12	0.9642	0.12	0.8130	0.12
1.500	2.2865	0.18	0.7536	0.18	0.6503	0.18
2.000	1.7413	0.24	0.5575	0.24	0.4916	0.24
2.500	1.3038	0.30	0.3931	0.30	0.3424	0.30
3.000	0.9502	0.36	0.2871	0.36	0.2232	0.36
3.500	0.6660	0.42	0.2268	0.42	0.1478	0.42
4.000	0.5723	0.48	0.1479	0.48	0.0788	0.48
4.500	0.4053	0.54	0.0223	0.54	0.0036	0.54
5.000	0.2049	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72
Nc	Abr		Mai		Jun	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	0.2978	0.12	0.2043	0.2978	0.12	0.2043
1.500	0.2392	0.18	0.1626	0.2392	0.18	0.1626
2.000	0.1822	0.24	0.1212	0.1822	0.24	0.1212
2.500	0.1289	0.30	0.0806	0.1289	0.30	0.0806
3.000	0.0860	0.36	0.0426	0.0860	0.36	0.0426
3.500	0.0597	0.42	0.0169	0.0597	0.42	0.0169
4.000	0.0503	0.48	0	0.0503	0.48	0
4.500	0.0049	0.54	0	0.0049	0.54	0
5.000	0	0.60	0	0	0.60	0
5.500	0	0.66	0	0	0.66	0
6.000	0	0.72	0	0	0.72	0

Tabela 12 – Valores de CVaR e Cc para a empresa A, com nível de confiança de 95% (2º semestre)

Nc	Jul		Ago		Set	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	0.9737	0.12	0.9976	0.12	1.6252	0.12
1.500	0.7966	0.18	0.8197	0.18	1.3066	0.18
2.000	0.6196	0.24	0.6423	0.24	0.9990	0.24
2.500	0.4427	0.30	0.4659	0.30	0.7157	0.30
3.000	0.2666	0.36	0.2917	0.36	0.5082	0.36
3.500	0.0957	0.42	0.1308	0.42	0.3714	0.42
4.000	0	0.48	0.0349	0.48	0.2968	0.48
4.500	0	0.54	0	0.54	0.2293	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0.0923	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

Nc	Out		Nov		Dez	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	2.0075	0.12	1.6144	0.12	1.5744	0.12
1.500	1.6401	0.18	1.3015	0.18	1.2841	0.18
2.000	1.2728	0.24	0.9911	0.24	1.0201	0.24
2.500	0.9058	0.30	0.6884	0.30	0.7957	0.30
3.000	0.5397	0.36	0.4172	0.36	0.5807	0.36
3.500	0.1811	0.42	0.2296	0.42	0.4258	0.42
4.000	0	0.48	0.1410	0.48	0.3817	0.48
4.500	0	0.54	0	0.54	0.0447	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0.0338	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0.0113	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

A soma dos resultados de CVaR e Cc ao longo do ano para a empresa A pode ser resumida na Tabela 13, e a curva que mostra o seu nível ótimo de contratação é apresentada na Figura 16.

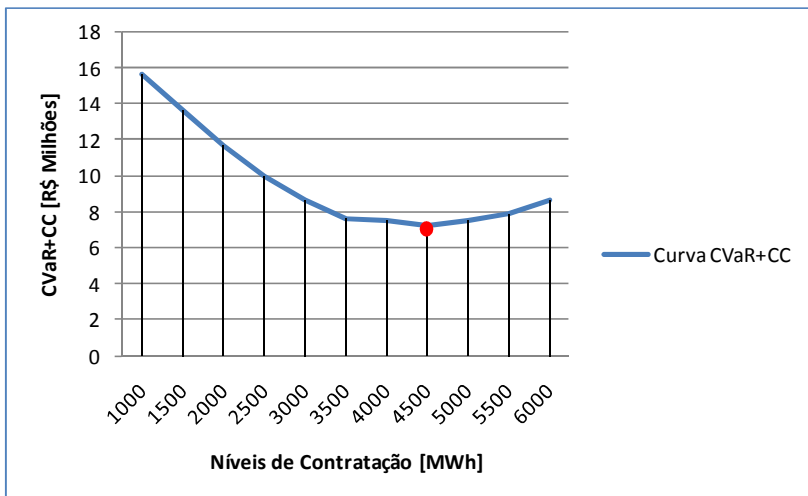


Figura 16 – Curva dos Níveis de contratação pelo CVaR+CC para empresa A.

Logo, o nível de contratação anual escolhido para a empresa A é de 4.500 MWh, conforme ponto vermelho da curva na Figura 16.

EMPRESA B:

A empresa B tem 95% de confiança de que as exposições máximas aceitas ao mercado spot são aquelas mostradas nas tabelas 14 e 15.

Estes valores são conhecidos como VaR, conforme conceito apresentado no Capítulo 4, e representados nas tabelas em R\$/10⁶.

Com base neste critério de decisão, em seguida busca-se um nível de contratação apropriado, que considere custo e risco, que são as variáveis escolhidas para o critério de decisão. Essas variáveis de decisão estão representadas na Figura 15.

Com intuito de facilitar a visualização dos resultados, os mesmos são divididos nos dois semestres do ano.

Tabela 14 – Valores de Exposição Máxima para a empresa B, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	2.5143	1.0790	0.7437	0.3486	0.1976	0.2812
1.500	2.2137	0.9337	0.6503	0.3010	0.1679	0.2347
2.000	1.8977	0.7803	0.5596	0.2529	0.1384	0.1885
2.500	1.5767	0.6291	0.4687	0.2043	0.1093	0.1426
3.000	1.2599	0.4832	0.3781	0.1556	0.0807	0.0973
3.500	0.9215	0.3528	0.2912	0.1086	0.0529	0.0543
4.000	0.6017	0.1829	0.2138	0.0617	0.0288	0.0235
4.500	0.2695	0.0462	0.1511	0.0230	0.0140	0
5.000	0.0320	0	0.1058	0.0078	0	0
5.500	0	0	0.0736	0	0	0
6.000	0	0	0	0	0	0

Tabela 15 – Valores de Exposição Máxima para a empresa B, com nível de confiança de 95% (2º semestre)

Nc	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	0.6190	0.8158	1.1144	1.0830	1.3435	1.3038
1.500	0.5208	0.6894	0.9424	0.9328	1.1681	1.1480
2.000	0.4226	0.5651	0.7710	0.7842	0.9935	0.9918
2.500	0.3226	0.4399	0.6023	0.6372	0.8184	0.8361
3.000	0.2227	0.3155	0.4296	0.4903	0.6435	0.6804
3.500	0.1250	0.1913	0.2625	0.3433	0.4683	0.5247
4.000	0.0424	0.0723	0.1082	0.1967	0.2989	0.3696
4.500	0	0.0105	0.0332	0.0717	0.1568	0.2138
5.000	0	0	0	0.0346	0.0773	0.0671
5.500	0	0	0	0	0.0088	0.0034
6.000	0	0	0	0	0	0

O valor esperado acima dos 95%, o CVaR e o custo do contrato são contabilizados a seguir:

Tabela 16 – Valores de CVaR e Cc para a empresa B, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan		Fev		Mar	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	3.1637	0.12	1.4378	0.12	1.1130	0.12
1.500	2.5065	0.18	1.2397	0.18	0.9745	0.18
2.000	1.8498	0.24	1.0418	0.24	0.8370	0.24
2.500	1.1939	0.30	0.8440	0.30	0.7009	0.30
3.000	0.5393	0.36	0.6464	0.36	0.5668	0.36
3.500	0.1887	0.42	0.4494	0.42	0.4384	0.42
4.000	0.1240	0.48	0.2538	0.48	0.3230	0.48
4.500	0.0616	0.54	0.0738	0.54	0.2305	0.54
5.000	0.0207	0.60	0	0.60	0.1651	0.60
5.500	0.0020	0.66	0	0.66	0.0014	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72
Nc	Abr		Mai		Jun	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	0.4672	0.12	0.2222	0.12	0.3316	0.12
1.500	0.4018	0.18	0.1886	0.18	0.2779	0.18
2.000	0.3364	0.24	0.1554	0.24	0.2230	0.24
2.500	0.2712	0.30	0.1226	0.30	0.1688	0.30
3.000	0.2061	0.36	0.0906	0.36	0.1161	0.36
3.500	0.1417	0.42	0.0602	0.42	0.0668	0.42
4.000	0.0796	0.48	0.0350	0.48	0.0316	0.48
4.500	0.0317	0.54	0.0201	0.54	0.0088	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

Tabela 17 – Valores de CVaR e Cc para a empresa B, com nível de confiança de 95% (2º semestre)

Nc	Jul		Ago		Set	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	1.0615	0.12	1.0658	0.12	2.0738	0.12
1.500	0.8910	0.18	0.9046	0.18	1.7543	0.18
2.000	0.7207	0.24	0.7436	0.24	1.4352	0.24
2.500	0.5509	0.30	0.5827	0.30	1.1167	0.30
3.000	0.3822	0.36	0.4223	0.36	0.7989	0.36
3.500	0.2168	0.42	0.2627	0.42	0.4841	0.42
4.000	0.0763	0.48	0.1069	0.48	0.2066	0.48
4.500	0.0226	0.54	0.0258	0.54	0.0735	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72
Nc	Out		Nov		Dez	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	2.3716	0.12	2.0975	0.12	2.1503	0.12
1.500	2.0473	0.18	1.8218	0.18	1.8938	0.18
2.000	1.7232	0.24	1.5468	0.24	1.6375	0.24
2.500	1.3994	0.30	1.2728	0.30	1.3813	0.30
3.000	1.0765	0.36	1.0004	0.36	1.1254	0.36
3.500	0.7552	0.42	0.7311	0.42	0.8698	0.42
4.000	0.4377	0.48	0.4761	0.48	0.6146	0.48
4.500	0.1637	0.54	0.2785	0.54	0.3603	0.54
5.000	0.0385	0.60	0.1672	0.60	0.1148	0.60
5.500	0	0.66	0.1331	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

A soma dos resultados de CVaR e Cc ao longo do ano para a empresa B pode ser resumida na Tabela 18, e a curva que mostra o seu nível ótimo de contratação é apresentada na Figura 17.

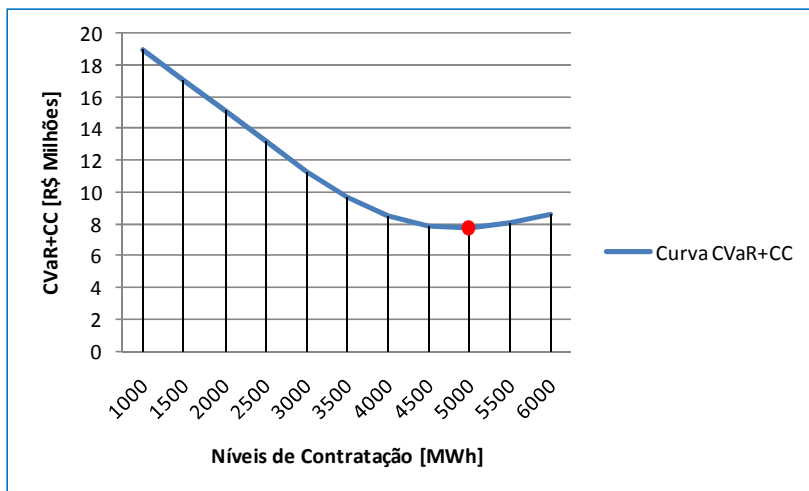


Figura 17 – Curva dos níveis de contratação pelo CVaR+CC para a empresa B.

Portanto, o nível de contratação anual escolhido para a empresa B é de 5.000 MWh, conforme ponto vermelho da curva na Figura 17.

EMPRESA C:

A empresa C tem 95% de confiança de que as exposições máximas aceitas ao mercado spot são aquelas mostradas nas tabelas 19 e 20.

Estes valores são conhecidos como VaR, conforme conceito apresentado no Capítulo 4, e representados nas tabelas em R\$/10⁶.

Com base neste critério de decisão, em seguida busca-se um nível de contratação apropriado, que considere custo e risco, que são as variáveis escolhidas para o critério de decisão. Essas variáveis de decisão estão representadas na Figura 15.

Com intuito de facilitar a visualização dos resultados, os mesmos são divididos nos dois semestres do ano.

Tabela 19 – Valores de Exposição Máxima para a empresa C, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	1.7382	0.7483	0.5686	0.2386	0.1581	0.2618
1.500	1.3559	0.5860	0.4638	0.1928	0.1272	0.2163
2.000	0.9757	0.4329	0.3598	0.1472	0.0970	0.1719
2.500	0.6367	0.2965	0.2563	0.1026	0.0667	0.1282
3.000	0.3944	0.1964	0.1571	0.0598	0.0378	0.0876
3.500	0.2447	0.1418	0.0747	0.0270	0.0145	0.0540
4.000	0.2030	0.1140	0.0456	0.0099	0	0.0284
4.500	0.0600	0.0642	0.0209	0	0	0.0023
5.000	0	0	0	0	0	0
5.500	0	0	0	0	0	0
6.000	0	0	0	0	0	0

Tabela 20 – Valores de Exposição Máxima para a empresa C, com nível de confiança de 95% (2º semestre)

Nc	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
MWh	R\$/10 ⁶					
1.000	0.6282	0.5263	0.3769	0.9952	1.0638	1.7136
1.500	0.5195	0.4297	0.3321	0.8226	0.8744	1.4094
2.000	0.4093	0.3342	0.2042	0.6469	0.6837	1.1042
2.500	0.3007	0.2411	0.1358	0.4824	0.4942	0.8093
3.000	0.1972	0.1502	0.0949	0.3456	0.3082	0.5195
3.500	0.1095	0.0703	0	0.2610	0.1553	0.2782
4.000	0.0605	0.0288	0	0.1744	0.0701	0.1306
4.500	0.0089	0	0	0.1054	0	0.0575
5.000	0	0	0	0	0	0
5.500	0	0	0	0	0	0
6.000	0	0	0	0	0	0

O valor esperado acima dos 95%, o CVaR e o custo do contrato são contabilizados a seguir:

Tabela 21 – Valores de CVaR e Cc para a empresa C, com nível de confiança de 95% (1º semestre)

Nc	Jan		Fev		Mar	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	3.0844	0.12	1.2491	0.12	0.9652	0.12
1.500	2.4327	0.18	0.9849	0.18	0.7910	0.18
2.000	1.7948	0.24	0.7309	0.24	0.6174	0.24
2.500	1.2035	0.30	0.5065	0.30	0.4452	0.30
3.000	0.7909	0.36	0.3311	0.36	0.2774	0.36
3.500	0.5024	0.42	0.2199	0.42	0.1370	0.42
4.000	0.3134	0.48	0.1665	0.48	0.0650	0.48
4.500	0.0822	0.54	0.1526	0.54	0	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72
NC	Abr		Mai		Jun	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	0.3386	0.12	0.1964	0.12	0.3047	0.12
1.500	0.2737	0.18	0.1585	0.18	0.2533	0.18
2.000	0.2091	0.24	0.1209	0.24	0.2030	0.24
2.500	0.1452	0.30	0.0837	0.30	0.1543	0.30
3.000	0.0835	0.36	0.0480	0.36	0.1091	0.36
3.500	0.0345	0.42	0.0203	0.42	0.0724	0.42
4.000	0.0156	0.48	0.0080	0.48	0.0480	0.48
4.500	0	0.54	0	0.54	0.0201	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

Tabela 22 – Valores de CVaR e Cc para a empresa C, com nível de confiança de 95% (2 º semestre)

Nc	Jul		Ago		Set	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	0.8332	0.12	0.9166	0.12	1.5162	0.12
1.500	0.6911	0.18	0.7509	0.18	1.3246	0.18
2.000	0.5502	0.24	0.5857	0.24	1.1477	0.24
2.500	0.4116	0.30	0.4217	0.30	1.0008	0.30
3.000	0.2779	0.36	0.2613	0.36	0.8757	0.36
3.500	0.1660	0.42	0.1218	0.42	0.7578	0.42
4.000	0.0867	0.48	0.0477	0.48	0.6613	0.48
4.500	0.0459	0.54	0	0.54	0.6506	0.54
5.000	0	0.60	0	0.60	0.5739	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0.4124	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72
Nc	Out		Nov		Dez	
MWh	R\$/10 ⁶					
	CVaR	Cc	CVaR	Cc	CVaR	Cc
1.000	1.5141	0.12	1.7507	0.12	1.6502	0.12
1.500	1.2531	0.18	1.4349	0.18	1.3723	0.18
2.000	0.9990	0.24	1.1198	0.24	1.0951	0.24
2.500	0.7614	0.30	0.8057	0.30	0.8195	0.30
3.000	0.5688	0.36	0.4963	0.36	0.5477	0.36
3.500	0.4214	0.42	0.2362	0.42	0.2972	0.42
4.000	0.3104	0.48	0.1052	0.48	0.1201	0.48
4.500	0.2832	0.54	0	0.54	0.0539	0.54
5.000	0.1623	0.60	0	0.60	0	0.60
5.500	0	0.66	0	0.66	0	0.66
6.000	0	0.72	0	0.72	0	0.72

A soma dos resultados de CVaR e Cc ao longo do ano para a empresa C pode ser resumida na Tabela 23, e a curva que mostra o seu nível ótimo de contratação é apresentada na Figura 18.

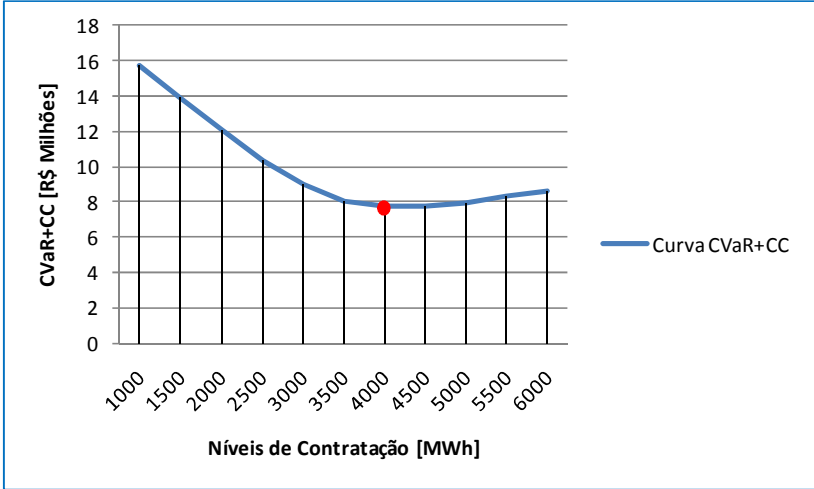


Figura 18 – Curva dos níveis de contratação pelo CVaR+CC para a empresa C.

O nível de contratação anual escolhido para a empresa C é de 4.000 MWh, conforme ponto vermelho da curva na Figura 18.

6.2.2 Gestão integrada do risco

Com o intuito de minimizar a contratação das empresas, surge a proposta de realizar a gestão integrada do risco.

Para tal, a formulação a seguir visa a um mesmo valor esperado do risco, para proporcionar às empresas, de forma conjunta, contratar uma quantidade menor de energia elétrica. Para que isso possa acontecer, supõe-se que as empresas tenham a gestão da energia de forma centralizada.

$$V_E^A + V_E^B + V_E^C = \min(V_E^T) \quad (6.13)$$

$$V_E^T = \min \left(\frac{\sum_{j=1}^{12} \left(\int_{0,1}^n C_{n,j}^T \cdot dn - N_C^T(\omega) \right) \cdot \lambda_j \cdot \pi_j(\omega)}{1 - \alpha} \right) + C_C^T \quad (6.14)$$

$$C_{n,j}^T = C_{n,j}^A + C_{n,j}^B + C_{n,j}^C \quad (6.15)$$

$$C_C^T = P_C \cdot N_C^T(\omega) \quad (6.16)$$

Resultado Esperado:

$$N_C^T(\omega) < N_C^A + N_C^B + N_C^C \quad (6.17)$$

Em que:

V_E^A é o valor esperado encontrado para empresa A;

V_E^B é o valor esperado encontrado para empresa B;

V_E^C é o valor esperado encontrado para empresa C;

N_C^A é o nível de contratação escolhido para empresa A;

N_C^B é o nível de contratação escolhido para empresa B;

N_C^C é o nível de contratação escolhido para empresa B;

$N_C^T(\omega)$ é o nível de contratação global simulado para os ω cenários;

Comparando os valores obtidos para cada empresa no item 6.2, e associando-os à gestão de risco integrada, é possível obter os valores da Tabela 24.

Tabela 24 – Resultados de cada empresa e atuação da gestão integrada

EMPRESA	NÍVEL DE CONTRATAÇÃO	CVaR	Cc
Empresa A	4.500 MWh	R\$ 710.100,00	R\$ 6.480.000,00
Empresa B	5.000 MWh	R\$ 506.300,00	R\$ 7.200.000,00
Empresa C	4.000 MWh	R \$1.947.900,00	R\$ 5.760.000,00
Gestão Integrada	?	R\$ 3.164.300,00	R\$ 19.440.000,00
Total [CVaR+Cc]	R\$ 22.604.300,00	R\$ 22.604.300,00	

O nível de contratação da gestão integrada do risco é questionado na Tabela 24. Ele é obtido partindo da soma dos níveis de contratação, ou seja, de $N_C^T(\omega) = N_C^A + N_C^B + N_C^C$, que resulta em $N_C^T(\omega) = 13.500$ MWh.

Decrementando de 1.000 em 1.000 MWh, obtém-se a Tabela 25.

Tabela 25 – Resultados da simulação para a gestão de risco integrada

Nível de Contratação	CVaR	Cc	Total [CVaR+Cc]
13.500 MWh	R\$ 1.177.100,00	R\$ 19.440.000,00	R\$ 21.211.000,00
12. 500 MWh	R\$ 2.810.000,00	R\$ 18.000.000,00	R\$ 20.810.000,00
11.500 MWh	R\$ 5.388.200,00	R\$ 16.560.000,00	R\$ 21.948.200,00
10.500MWh	R\$ 8.362.100,00	R\$ 15.120.000,00	R\$ 23.482.100,00

Conforme se observa, para o mesmo valor esperado total, que é igual à soma do valor esperado de cada uma das 3 empresas, o nível de contratação de energia elétrica está entre 11.500 e 10.500 MWh para a gestão integrada, e com ajuste fino é obtido, conforme mostra Tabela 26.

Tabela 26 – Resultado da gestão de risco integrada

Nível de Contratação	CVaR	Cc	Total [CVaR+Cc]
10.858 MWh	R\$ 6.955.000,00	R\$ 15.635.620,00	R\$ 22.590.520,00

A Figura 19 apresenta a curva dos diferentes níveis de contratação para a gestão de risco integrada, sendo que o ponto em vermelho é aquele que iguala ao valor esperado obtido da soma individual de cada empresa.

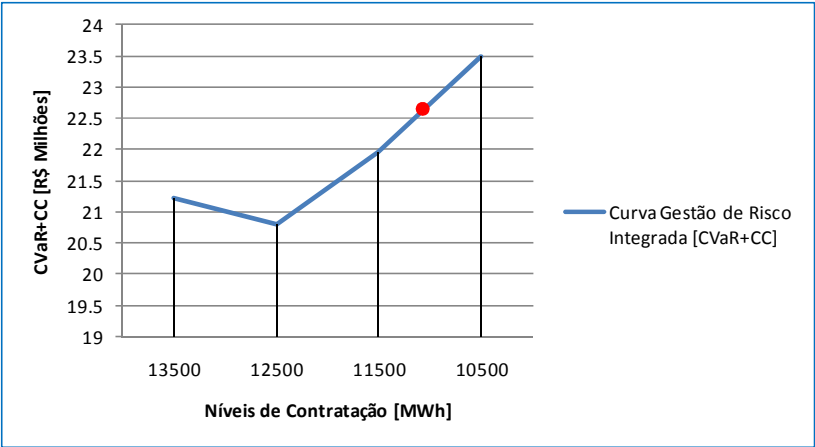


Figura 18 – Curva dos níveis de contratação pelo CVaR+Cc para a gestão integrada.

Portanto, com um valor esperado muito próximo, deve-se contratar 10.858 MWh ao invés dos 13.500 MWh obtidos da soma das 3 empresas atuando individualmente na gestão do risco, o que resulta em uma redução de 2.642 MWh.

Considerando o preço da energia elétrica de R\$ 120,00/MWh, tem-se uma economia de R\$ 3.804.480,00 por ano com o uso da gestão de risco integrada.

6.2.3 Análise da geração própria de energia elétrica: forma isolada e forma conjunta

A priori, com base no equacionamento apresentado adiante, é feita a análise de uma unidade geradora de energia elétrica a partir de um gerador diesel para cada empresa, o uso do gerador diesel se deve ao fato da fonte ser comumente empregada. Porém, o preço da energia elétrica oriunda desse combustível é da ordem de 550,72R\$/MWh, bastante superior ao preço da energia hidrelétrica considerada, que é de 120,00 R\$/MWh.

Além disso, o valor evitado do risco foi bastante baixo se comparado à distribuição de custos do gerador diesel ao longo de sua vida útil. Então, a opção foi considerar apenas um gerador diesel para as três empresas, o que fisicamente só ocorreria se as empresas fossem contíguas.

Essa consideração é feita com o intuito de avaliar apenas a viabilidade econômica no uso do gerador diesel mês a mês (período de análise desta dissertação), sem análise semanal ou diária, o que poderia se tornar viável frente à necessidade de atender períodos de ponta, em que a energia do mercado *spot* estivesse com valor elevado.

Com a finalidade de reduzir o valor esperado do risco, uma fonte de geração própria é avaliada em termos de custos e período de despacho. Para alcançar esse objetivo, deve ser respeitada a formulação proposta na Equação 6.18:

$$CVaR^T - CVaR_d^T > C_G^A \quad (6.18)$$

Em suma, o equacionamento mostra que o valor esperado do risco anual descontado do quanto a inserção de um gerador diesel proporciona de valor esperado no ano, deve ser superior aos custos com geração diesel, os quais são caracterizados por custos de instalação, O&M fixo e variável, além de custo do combustível.

Os custos com a aquisição do gerador diesel devem ser igualmente distribuídos ao longo dos anos. Para que isso aconteça, todos os custos devem ser representados previamente em valor presente.

Quando se faz o cálculo do valor presente, todos os custos são deslocados ao longo dos anos que estão sendo considerados. Nesta análise, está sendo considerada a distribuição de custos ao longo da vida útil do gerador diesel e trazida para o ano em que será feita a compra do gerador, conforme pode ser observado na mudança ocorrida da Figura 19-a para a Figura 19-b. Após essa mudança, o uso de uma série uniforme, conforme destacado na equação abaixo, faz com que os custos sejam distribuídos uniformemente ao longo dos anos, levando em conta a taxa de atualização econômica escolhida (Figura 19-c).

$$\text{Consideração: } V_P = A \cdot \left[\frac{(1+\zeta)^h - 1}{\zeta \cdot (1+\zeta)^h} \right] \quad (6.19)$$

[Valor Presente de uma série uniforme].

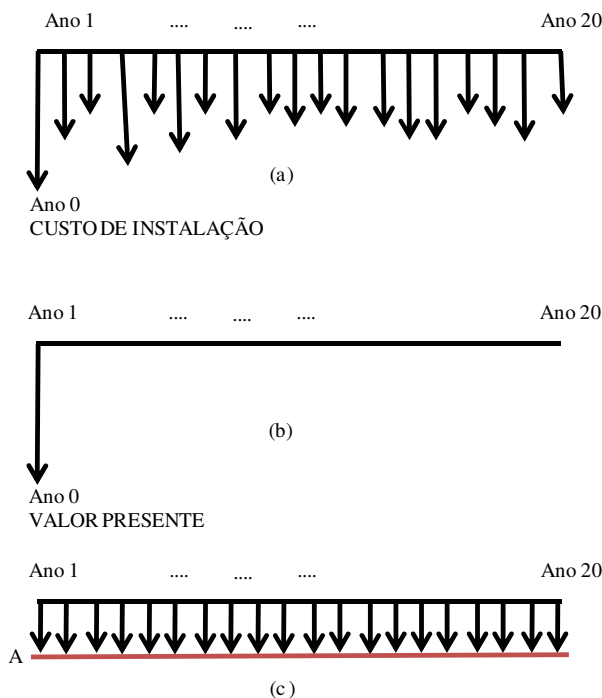


Figura 19 – Etapas de formação de uma série uniforme de custos com geração.

Conforme pode ser observado na Equação 6.19, e para o restante dos cálculos que envolvem a presente análise de custos de sistemas de geração, a seguinte simbologia é adotada:

V_P é o valor presente;

A é o valor a ser distribuído uniformemente ao longo dos anos;

ς é a taxa de atualização econômica;

h é o número de anos em que se busca pagar o investimento;

F_A é o fator de atualização financeira;

C_G é o custo de geração total;

C_G^A é o custo de geração anual;

C_S^A é o custo sem gerar energia anual;

C_I é o custo de instalação do sistema de geração diesel;

C_O^F é o custo de operação e manutenção fixo do gerador diesel;

C_O^V é o custo de operação e manutenção variável do gerador diesel;

C_F é o custo do combustível;

$CVaR^T$ é o CVaR da gestão de risco integrada;

$CVaR_d^T$ é o CVaR da gestão de risco integrada na presença do gerador diesel;

C_A são os custos anuais atualizados;

P_D é o preço da energia proveniente da geração diesel [R\$/MWh];

G_D é a quantidade de energia elétrica gerada por mês, a partir da geração diesel.

O gerador diesel destinado ao atendimento das três empresas possui as seguintes características:

- Capacidade instalada: 100 kW
- Fator de capacidade: 85%
- Custo de instalação: US\$ 700.00/kW \longrightarrow R\$ 1.120,00/kW
- Vida útil: 20 anos
- Taxa de atualização econômica: 12% a.a
- O&M fixo: US\$ 30.00/kW.ano \longrightarrow R\$ 48,00/kW.ano
- O&M variável: US\$ 4.00/MWh \longrightarrow R\$ 6,40/MWh
- Preço médio do combustível – diesel: R\$ 2,00/litro

- Consumo específico de combustível – diesel: 0,284 litros/kWh
- Número de horas de operação por ano: 3.168 (12 horas/dia .22 dias.12 meses)
- Cotação do dólar utilizada: US\$ 1.00 = R\$ 1,60

Os dados do gerador diesel foram obtidos a partir de um estudo da operadora do sistema elétrico colombiano (XM, 2009).

Conhecendo as etapas de formação da série uniforme de custos com geração, é possível realizar os cálculos necessários para as devidas comparações. Para saber os meses em que é viável a operação do gerador diesel, é realizado o levantamento de custos com ele operando todos os meses e inoperante no mesmo período, visto que dessa forma, teremos os custos reais para manutenção do gerador diesel. Por fim, deve-se estimar o quanto o valor do risco evitado representa em relação ao custo anual para manter o gerador diesel.

6.2.3.1 Custos anuais para o gerador diesel operando todos os meses

Primeiramente, através da Equação 6.20, obtém-se o custo total com a instalação e a operação de um sistema de geração diesel.

$$C_G = C_I + C_A \quad (6.20)$$

$$C_I = 1120[R\$/kW].100[kW] = R\$112.000,00$$

$$C_O^F = 48[R\$/kW.ano].100[kW] = R\$4.800,00$$

$$C_O^V = 0,85.(100[MW]/1000).6,4[R\$/MWh].3168[h.ano] = R\$1.723,39$$

$$C_F = 100[kW].0,85.3168[h.ano].0,284[l/kWh].2[R\$/l] = R\$152.951,04$$

$$F_A = A \left[\frac{(1+\zeta)^h - 1}{\zeta.(1+\zeta)^h} \right] = \left[\frac{(1+0,12)^{20} - 1}{0,12.(1+0,12)^{20}} \right] = 7,47$$

A Equação 6.21 busca, por meio do fator de atualização financeira, trazer todos os custos para o valor presente.

$$V_P = C_I + [C_O^F + C_O^V + C_F].F_A \quad (6.21)$$

$$V_P = R\$1.303.185,28$$

Enfim, obtém-se o valor distribuído uniformemente:

$$A = \frac{V_P}{F_A} = \frac{1.303.185,28}{7,47} = R\$174.468,86$$

$$C_G^A = R\$174.468,86$$

$$P_D = \frac{174.468,86[R\$.ano]}{3168[h.ano].(100[kW]/1000)} = 550,72[R\$/MWh]$$

Esse custo da geração diesel, quando comparado à potência instalada, representa um valor bastante superior ao custo de 120,00R\$/MWh da geração hidrelétrica considerado nesta dissertação.

Do resultado do item 6.3, sabemos que:

$$CVaR^T = R\$6.955.000,00$$

A quantidade de energia elétrica gerada por mês devido ao gerador diesel é mostrada abaixo:

$$G_D = (100[kW]/1000).0,85.22[h.mês] = 22,44[MWh.mês]$$

Desta forma, este é o valor que somado ao nível de contratação escolhido para etapa 2 ($N_c=10.858MWh$) está disponível nos meses em que o gerador diesel está em operação, e isto resulta um novo valor para o CVaR.

$$CVaR_D^T = R\$6.436.700,00$$

Logo, é atendido o objetivo geral proposto na Equação 6.18, para a gestão integrada do risco, visto que:

$$CVaR^T - CVaR_d^T > C_G^A$$

$$R\$518.300,00 > C_G^A = R\$174.486,86$$

Com isso proporciona um valor do risco evitado anual de:

$$R\$343.831,14$$

Ao detalhar os resultados, são conhecidos os meses em que se atende ao objetivo principal da formulação, Equação 6.18, conforme Tabela 27 e Figura 21.

Tabela 27 – Meses e porcentagem do valor do risco evitado na presença do gerador diesel

Mês	Valor do Risco Evitado[R\$]	Participação no valor do risco evitado [%]
Janeiro	R\$ 217.070,38	63
Setembro	R\$ 56.780,38	17
Outubro	R\$ 69.980,37	20
Total:	R\$343.831,14	100

■ Janeiro ■ Setembro ■ Outubro

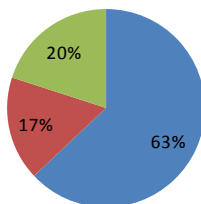


Figura 20 – Meses e porcentagem do valor do risco evitado na presença do gerador diesel.

É importante observar que nos outros meses não se mostrou viável o uso do gerador diesel na redução do risco evitado.

6.2.3.2 Custos anuais para o gerador diesel sem operar

Os custos anuais do gerador diesel inoperante eliminam os custos com O&M variável e combustível.

Calcular os custos anuais do gerador diesel sem operar, em virtude do não atendimento da Equação 6.18, permite encontrar o custo real na operação com a geração diesel, ou seja, o custo do gerador diesel nos meses em que opera, e esse valor é obtido a partir da diferença de custos (todos operando – todos inoperantes)

Partindo do equacionamento utilizado em 6.20, tem-se:

$$C_I = 1120[R\$/kW].100[kW] = R\$112.000,00$$

$$C_O^F = 48[R\$/kW.ano].100[kW] = R\$4.800,00$$

$$C_O^V = R\$0$$

$$C_F = R\$0$$

$$F_A = A \cdot \left[\frac{(1 + \zeta)^h - 1}{\zeta \cdot (1 + \zeta)^h} \right] = \left[\frac{(1 + 0,12)^{20} - 1}{0,12 \cdot (1 + 0,12)^{20}} \right] = 7,47$$

Novamente fazendo uso da equação 6.21:

$$V_P = R\$147.853,33$$

$$A = \frac{V_P}{F_A} = \frac{147.853,33}{7,47} = R\$19.794,42$$

$$C_S^A = R\$19.794,42$$

Sendo esse valor o custo anual com o gerador diesel inoperante.

6.2.3.3 Valor do risco evitado x custo para gerar energia elétrica

$$C_G^A = R\$174.468,86$$

$$C_S^A = R\$19.794,42$$

$$C_G^A - C_G^S = R\$154.674,43$$

Esse custo anual é referente à diferença entre os três meses em operação e os outros sem operação do gerador diesel.

Lembrando que a economia no valor do risco evitado anual é de R\$343.831,14, observa-se que o valor do risco evitado é próximo de 2,2 vezes o custo com o diesel e operação do gerador para gerar energia elétrica durante os três meses em que isso é viável. Cabe destacar que esta análise é apenas de modo a comparar a operação do gerador diesel com o risco por ele evitado, de qualquer modo os custos anuais com o gerador diesel são mantidos em $C_G^A = R\$174.468,86$

6.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação da metodologia proporciona ao consumidor livre conhecer os resultados alcançados com uma política de gestão de riscos e adequado uso de seus recursos energéticos.

A abordagem integrada da gestão de riscos mostra-se bastante significativa quando comparada a análise individual, e isso se revela em números quando se considera 3 empresas contíguas que realizam a gestão de risco integrada, a qual conforme visto proporciona uma economia anual na ordem de R\$3.804.480,00, e somada ao uso do gerador diesel, o qual proporciona uma economia no valor do risco evitado anual da ordem de R\$343.831,14 totaliza uma economia com o diesel e a gestão integrada do risco de R\$4.148.311,14.

Apesar de abordagens um pouco distintas, visto que o objetivo da gestão integrada do risco é contratar menos energia a um mesmo valor esperado do risco, enquanto o objetivo de se utilizar do gerador diesel é reduzir o valor esperado do risco, ambas revelam soluções que proporcionam ao consumidor livre uma economia significativa com o uso da gestão integrada do risco.

7 CONCLUSÕES

7.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia baseada na técnica de simulação Monte Carlo, que permite estimar o valor esperado da exposição acima dos cenários de contratação simulados.

A metodologia adotada justificou o uso de funções densidade de probabilidade para parâmetros como consumo de energia elétrica e preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. Além disso, permitiu verificar a possibilidade da gestão de risco integrada e do uso de fontes de geração de energia para reduzir o valor esperado do risco, condicionando o tomador de decisões a fazer escolhas no modo de uso da *commodity* energia elétrica, visando a reduzir seus custos e a melhorar sua utilização.

A dissertação permitiu ao tomador de decisões conhecer outros modos de controlar o risco e um meio de avaliar em valores numéricos o risco de exposição ao mercado de energia elétrica de curto prazo, caso não contrate corretamente a quantidade de energia elétrica necessária.

7.2 SUGESTÕES

Como consequência das observações e dos resultados obtidos neste trabalho, fica a sugestão para que se dê continuidade à pesquisa, nos seguintes desenvolvimentos:

- fazer uso de instrumentos financeiros através dos contratos de derivativos apresentados no Capítulo 3, de forma a complementar a análise;
- realizar uma análise “em tempo real” das operações de mercado, ou seja, aplicar a metodologia adaptando-a para decisões semanais ou até mesmo diárias que representam uma grande dificuldade para o tomador de decisões;
- aplicar a análise de custo de fontes de geração para fontes renováveis, cada vez mais presentes nas instalações dos consumidores livres e descartada por muitos sem prévia análise;
- a potencialidade das simulações diárias permitiria realizar medidas de eficiência energética, e caso o trabalho tenha um intuito de avaliar o potencial energético das instalações, tentar replicar a metodologia proposta a outras *commodities*, como gás

natural, madeira, entre outras responsáveis pelos recursos energéticos utilizados em processos produtivos.

- fazer uma análise do caso do consumidor ser parcialmente livre, ou seja, ao invés de gerar energia elétrica com o gerador diesel, avaliar o quanto poderia auxiliar a compra de energia elétrica junto à distribuidora de energia elétrica;
- utilizar técnicas para redução do número de amostras aplicadas na simulação Monte Carlo;
- realizar testes de aderência nas funções distribuições de probabilidade.

REFERÊNCIAS

ANDERS, George J. **Probability Concepts in Electric Power Systems**. John Wiley&Sons, 1990.

ARFUX, Gustavo A. B. **Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com uso de instrumentos derivativos**: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

BARBETTA, Pedro Alberto; REIS, Marcelo Menezes; BORNIA, Antonio Cezar. **Estatística**: para cursos de engenharia e informática. São Paulo: Atlas, 2004.

CARRIÓN, M; PHILPOTT, A.B; CONEJO, A.J; ARROYO, J.M; **A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers**. IEEE Transactions on Power Systems, v.22, 2007.

CCEE, Câmara Comercializadora de Energia Elétrica. **Visão Geral das Operações na CCEE**: Versão 2010. CCEE, 2010.

CHAO, Hung-po. **An Economic Framework of Demand Response in Restructured Electricity Markets**. Paper de trabalho em processo de estudo. 2009

CHARBENEAU, Randall J. **Comparison of Two and Three-Parameter Log Normal Distributions Used in Streamflow Synthesis**. American Geophysical Union. Water Resources Research, 1978.

CHEN, M; RAN, X; **Research on strategy of Purchasing Electricity for Large Electricity Consumers Based on CVaR**. IEEE Xplore. Changsha University of Science & Technology. Changsha, China, 2011.

CONEJO, A.J; CARRIÓN, M; **Risk-Constrained Electricity Procurement for a Large Consumer**. IEEE Proc. – Gener. Transm. Distrib. v. 153, 2006

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M; PHILPOTT, A. B.; ARROYO J. M. **A Stochastic Programming Approach to Energy Procurement for Large Consumers**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, 2007.

FARIA, Samuel Travalão. **Redução de Custos com Mercado de Energia**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2008.

HAWKINS, D.M; **The convolution of the normal and lognormal distributions**. South African Statistical Journal, v. 25 pp. 99-128, 1991.

KEENEY, R. L. **A decision framework for technology Choice: A Case study of one Utility's Coal-Nuclear Choice**. Electric Research Power Institute Report No. EA-2153, v. 1, 1981.

LIU, Min; WU, Felix F.; NI, Yixin. **A Survey on Risk Management in Electricity Markets**. IEEE, 2006.

MENITTI, D.; SCORDINO, N.; SORRENTINO N. **An optimization problem for contracting scheduling in Italian Forward Electricity Account Trading Platform**. IEEE Xplore. Nanjing, China, 2008.

OLIVEIRA, M.F; ARFUX, A.B; TEIVE, R.C.G; **Risk Management in the Commercialization Activity in Brazil – An Approach by Using Markowitz, VaR and CVaR**. IEEE Xplore, Florianópolis, Brazil, 2006.

PINHEIRO, R. M et al. **O comportamento do consumidor e pesquisa de mercado**. 3. ed. Rio de Janeiro: FGV Management, 2004.

SARYKALIN, Sergey; URYASEV, Stan; SERRAINO, Gaia. **VaR vs. CVaR in Risk Management and Optimization**. Tutorials in Operations Research. Informs, 2008.

SILVA, A. L. R. **Comportamento do Grande Consumidor de Energia Elétrica**. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011.

SMITH, S. W; **The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing**. California technical Publishing, 1999.

TONDELLO, Cendar João. **Uma metodologia para gerenciamento do risco de empresas de transmissão**. Dissertação de Mestrado em

Engenharia Elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

VILLALVA, Emilio Gómez; RAMOS, Andrés. **Optimal Energy Management of an Industrial Consumer in Liberalized Markets**. IEEE Transactions on Power Systems, v.18, 2003.

XM – Operadora do Sistema Elétrico Colombiano. **Evaluación Económica – anexo 7**. Preparado para PROGELCA S.A. Medellín, 2009.

ZARE, K et al.; **Risk-Based Electricity Procurement for Large Consumers**. IEEE Transactions on Power Systems, v.26, 2011.

**APÊNDICE A – Dados de consumo de energia elétrica das empresas
A, B e C localizadas na região Sul (período de 2006 a 2009)**

EMPRESA – A [Valores em MWh]		VALORES DE CONSUMO ANUAL			
MÊS	MÉDIA	2006	2007	2008	2009
JANEIRO	3.331,611	3.456,739	3.671,132	3.862,708	2.335,867
FEVEREIRO	3.137,308	3.266,018	3.359,659	3.597,914	2.325,641
MARÇO	3.377,721	3.455,161	3.417,439	3.865,517	2.772,767
ABRIL	3.319,279	3.042,124	3.633,739	3.715,592	2.885,662
MAIO	3.417,349	3.291,476	3.664,501	3.460,935	3.252,482
JUNHO	3.492,068	3.161,409	3.535,748	3.786,812	3.484,305
JULHO	3.731,793	3.649,436	3.694,418	3.880,671	3.702,649
AGOSTO	3.782,790	3.568,730	3.734,709	3.872,893	3.954,830
SETEMBRO	3.359,708	3.467,194	3.684,579	2.536,352	3.750,710
OUTUBRO	3.732,178	3.601,629	3.793,864	3.735,064	3.798,158
NOVEMBRO	3.482,118	3.548,533	3.671,150	2.938,347	3.770,442
DEZEMBRO	3.288,276	3.622,925	3.738,439	2.212,697	3.579,045

EMPRESA – B [Valores em MWh]		VALORES DE CONSUMO ANUAL			
MÊS	MÉDIA	2006	2007	2008	2009
JANEIRO	4.926,814	4.896,661	4.957,856	4.818,610	5.034,129
FEVEREIRO	4.627,039	4.493,296	4.611,384	4.674,326	4.729,151
MARÇO	4.717,375	4.902,684	3.873,631	4.914,512	5.178,672
ABRIL	4.529,714	4.273,995	4.709,247	4.652,398	4.483,217
MAIO	4.196,259	3.830,789	4.213,700	4.259,614	4.480,931
JUNHO	3.942,637	3.730,167	4.126,302	4.108,277	3.805,803
JULHO	4.094,883	3.995,969	3.990,034	4.306,311	4.087,217
AGOSTO	4.305,311	4.262,031	4.261,489	4.460,152	4.237,570
SETEMBRO	4.224,610	3.977,860	4.416,601	4.171,173	4.332,806
OUTUBRO	4.655,523	4.420,393	4.777,350	4.803,528	4.620,820
NOVEMBRO	4.763,467	4.456,012	4.582,254	4.731,040	5.284,561
DEZEMBRO	5.176,761	5.222,361	5.135,976	5.046,742	5.301,963

EMPRESA – C [Valores em MWh]		VALORES DE CONSUMO ANUAL			
MÊS	MÉDIA	2006	2007	2008	2009
JANEIRO	3.293,816	3.515,319	2.667,252	3.734,908	3.257,786
FEVEREIRO	3.237,011	2.691,727	2.874,811	3.721,479	3.660,027
MARÇO	3.707,502	3.527,603	3.468,090	4.023,223	3.811,090
ABRIL	3.519,069	3.398,997	3.318,232	3.833,496	3.525,552
MAIO	3.528,495	3.306,854	3.533,047	3.697,929	3.576,150
JUNHO	3.640,096	3.300,433	3.335,254	3.797,414	4.127,283
JULHO	3.804,617	3.376,329	3.651,587	4.045,899	4.144,653
AGOSTO	3.726,946	3.537,129	3.804,591	3.554,452	4.011,613
SETEMBRO	3.001,155	3.402,325	3.814,921	1.050,340	3.737,033
OUTUBRO	3.528,248	3.541,074	3.943,130	2.599,149	4.029,637
NOVEMBRO	3.725,929	3.407,226	3.829,104	4.044,637	3.622,747
DEZEMBRO	3.884,490	3.494,668	3.846,040	4.199,878	3.997,375

APÊNDICE B – Dados dos preços médios do mercado spot para o submercado da região Sul (período de 2006 a 2009)

PREÇO SPOT – SUL [Valores em R\$/MWh]		VALORES MÉDIOS ANUAIS			
MÊS	MÉDIA	2006	2007	2008	2009
JANEIRO	160,29	28,76	26,28	502,45	83,66
FEVEREIRO	87,00	63,63	17,59	200,65	66,15
MARÇO	69,74	42,67	17,59	127,41	91,28
ABRIL	47,74	21,06	49,05	72,12	48,73
MAIO	37,32	52,51	23,48	34,19	39,10
JUNHO	61,62	70,01	59,42	76,20	40,84
JULHO	88,12	91,44	122,19	108,42	30,43
AGOSTO	64,71	105,19	36,13	101,21	16,31
SETEMBRO	99,85	123,88	149,80	109,40	16,31
OUTUBRO	99,76	92,42	198,13	92,17	16,31
NOVEMBRO	94,00	80,82	185,11	93,77	16,31
DEZEMBRO	94,34	59,18	204,93	96,93	16,31